

LANDTAG RHEINLAND-PFALZ

16. Wahlperiode

Unterausschuss „Begleitung
der Energiewende in Rheinland-Pfalz“

6. Sitzung am 11.09.2013
– Öffentliche Sitzung –

– Elektronische Fassung –

Protokoll

Beginn der Sitzung: 14:05 Uhr

Ende der Sitzung: 16:18 Uhr

Tagesordnung:

1. Grundlast/residuale Last und Regelenergie
Antrag der Fraktionen der SPD, CDU und BÜNDNIS 90/
DIE GRÜNEN nach § 76 Abs. 2 GOLT
– Vorlage 16/1925 –

dazu: Vorlagen 16/2917/2954/2955/2959

– Anhörverfahren –

2. Energiewende und Innovation der Stromnetze
Antrag der Fraktionen der SPD, CDU und BÜNDNIS 90/
DIE GRÜNEN nach § 76 Abs. 2 GOLT
– Vorlage 16/1555 –

– Auswertung des Anhörverfahrens vom 14. November 2012 –

3. Neues Strommarktdesign für die Energiewende
Antrag der Fraktionen der SPD, CDU und BÜNDNIS 90/DIE
GRÜNEN nach § 76 Abs. 2 GOLT
– Vorlage 16/2653 –

Ergebnis:

Vertagt
(S. 3 – 30)

Abgesetzt
(S. 31)

Anhörungsstermin verlegt;
vertagt
(S. 32)

Tagesordnung (Fortsetzung):

4. Festlegung zum weiteren Verfahren (Terminplanung 2014)

Ergebnis:

Vertagt
(S. 33)

ELEKTRONISCHE FASSUNG

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Ich eröffne die Sitzung und begrüße zunächst unsere Gäste. Vielen Dank, dass Sie zu unserer Anhörung gekommen sind! Ebenfalls begrüße ich den Vertreter der Landesregierung, Herrn Staatssekretär Hüser. Schön, dass auch Sie da sind!

Gibt es Änderungs- oder Ergänzungswünsche zu der vorliegenden Tagesordnung? – Das ist nicht der Fall.

Punkt 1 der Tagesordnung

Grundlast/residuale Last und Regelenergie
Antrag der Fraktionen der SPD, CDU und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
nach § 76 Abs. 2 GOLT
– Vorlage 16/1925 –

dazu: Vorlagen 16/2917/2954/2955/2959

– Anhörverfahren –

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Das Thema „Grundlast/residuale Last und Regelenergie“ ist für die Zukunft der Energiewende wichtig. Ich darf Herrn Staatssekretär Hüser bitten, die Maßnahmen, die die Landesregierung durchgeführt hat, kurz vorzustellen, sodass die Anzuhörenden auf dem gleichen Sachstand sind. Wir haben dafür einen Zeitrahmen von fünf Minuten vereinbart.

Herr Staatssekretär Hüser: Herr Vorsitzender, meine Damen und Herren! Das mache ich gern. Ich brauche dafür keine fünf Minuten; denn das Spannende sind die Informationen, die Sie uns heute geben können und die bei den weiteren Maßnahmen der Landesregierung sicherlich zu berücksichtigen sind.

Sie alle kennen wahrscheinlich das Ausbauziel, das wir uns gesetzt haben, nämlich bis 2030 die Stromerzeugung zu 100 % aus regenerativen Energiequellen zu gewährleisten. Wind- und Sonnenenergie werden hierbei den größten Teil ausmachen: ungefähr 90 %. Das stellt uns vor die Herausforderung, bis dahin Versorgungssicherheit zu gewährleisten und dementsprechend für eine ausreichende Leistung bei den positiven und negativen Regelenergien zu sorgen.

Was die Ausbauziele insgesamt betrifft, sind wir auf einem guten Weg. Wir haben im letzten halben Jahr in Rheinland-Pfalz bei der Windenergie über 180 MW hinzugebaut und liegen damit knapp hinter Niedersachsen auf Platz 2. Auch bei der Fotovoltaik liegen wir über dem anvisierten Ausbauziel. Diese Ziele werden wir nach der jetzigen Abschätzung also sicherlich erreichen. Es gibt mehrere Möglichkeiten, Regelenergie sicherzustellen. Das reicht von der regionalen bis zur europäischen Ebene: über den Stromaustausch, die flexible Erzeugung, die Flexibilisierung des Stromverbrauchs und – ein ganz wichtiger Punkt – die Energiespeicherung.

Wir haben nicht vor, die höheren Anforderungen, die damit verbunden sind, an unsere Nachbarn weiterzugeben, sondern wir wollen unsere Hausaufgaben selbst machen. Wir gehen bei der Schätzung des Leistungsbedarfs bis 2030 – das ist ein langer Zeitraum, von daher sind die entsprechenden Unsicherheiten gegeben – von der Prämisse eines Rückgangs des Stromverbrauchs um 1,5 % aus, wobei wir beobachten müssen, inwieweit eine weitere Elektrifizierung das wieder etwas reduzieren wird. Auch darauf muss man achten. Aber wir gehen bis 2030 von einem Leistungsbedarf in der Größenordnung zwischen 2 GW und 4 GW aus.

Die Maßgröße für unsere Überlegungen ist auch, welche Kraftwerksleistung im ungünstigsten Fall für die Deckung des Regelleistungsbedarfs zur Verfügung gestellt werden muss. Wir gehen von einem Regelleistungsbedarf von ungefähr 2 GW aus, natürlich mit den entsprechenden Unsicherheiten, was die Abweichungen nach unten und oben betrifft. Die größte Herausforderung besteht darin, jetzt diese Regelleistungskapazitäten aufzubauen. Wir haben hierzu im Moment eine Studie laufen, die Ende des Jahres abgeschlossen sein wird. Dort soll das Potenzial abgeschätzt werden, das insbesondere auch durch das Demand-Side-Management gehoben werden kann, und das, was bei den Leitungsverteilnetzen zu machen ist. Hier sind auch die Netzbetreiber einbezogen. Ich glaube, hierdurch und auch durch die Diskussionen, die in dem Bereich stattfinden, werden wir ganz gute Hinwei-

se bekommen, wie wir in den nächsten Jahren verfahren werden. Ich denke, Anfang Januar werden wir über die Ergebnisse dieser Studie gemeinsam diskutieren können.

Noch etwas, was sicherlich ein erfreuliches Signal ist: Wir hatten vor 14 Tagen das Vergnügen, den Stadtwerken Trier den Raumordnungsverfahrensbescheid für das Pumpspeicherkraftwerk RIO zu übergeben. Wenn alles läuft wie geplant, wird im Jahr 2020 in Schweich an der Mosel ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer Leistung von 300 MW zur Verfügung stehen. Was auch sehr erfreulich war. Aufgrund der langen Vorlaufzeit und der Planung stehen alle Gruppen in der Region dahinter. Es gab kaum Proteste, und die Bedenken, die es gab, konnten ausgeräumt werden. Wenn man das rechtzeitig und gut betreibt, kann man die Bevölkerung bei Energiewendeprojekten mitnehmen.

Wie gesagt, der Hauptschwerpunkt bei diesem Thema sind die Verteilnetzstudie, die in Arbeit ist, und sicherlich auch die Anregungen, die von Ihnen heute kommen. Alle schauen natürlich auf das Ergebnis der Bundestagswahl: welche Entscheidungen getroffen werden, die unsere Arbeit dann ein Stück weit beeinflussen. Ich will es erst einmal dabei bewenden lassen.

Vielen Dank.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Vielen Dank, Herr Staatssekretär. – Ihnen liegt die Liste der Anzuhörenden vor. Wir haben für die Stellungnahmen einen Viertelstundentakt festgelegt. Ihre schriftlichen Ausführungen liegen uns vor. Wenn Sie auf Ihre schriftlichen Ausführungen eingehen und diese aktualisieren, ist eine Viertelstunde pro Vortragenden machbar. Im Anschluss an die jeweiligen Vorträge wollen wir Rückfragen stellen. Wenn sich am Schluss noch eine Diskussion ergibt, können wir sie gern führen.

Der erste Vortragende ist Herr Rainer Baake von der Agora Energiewende in Berlin – Vorlage 16/2954. Herr Baake, ich darf Sie um Ihre Stellungnahme bitten.

Herr Rainer Baake, Agora Energiewende, Berlin

Herr Baake: Herr Vorsitzender Dr. Braun, meine Damen und Herren Abgeordnete, Herr Staatssekretär, meine sehr geehrten Damen und Herren! Ich bin Direktor der Agora Energiewende, einer gemeinnützigen GmbH in Berlin mit zwei Gesellschaftern, die sie ausschließlich finanzieren, nämlich der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation. Ich habe Ihnen eine siebenseitige Stellungnahme zu dem Thema übersandt. In den wenigen Minuten, in denen ich mündlich vortrage, möchte ich das Thema in einen Zusammenhang stellen; denn dann wird, glaube ich, deutlich, dass sich Grundlast, residuale Last und Regelenergie in Zukunft anders entwickeln werden, als das vielleicht in einem anderen Stromsystem der Fall wäre.

Wenn wir einmal nach vorne blickten und uns die Frage stellen, wohin die Reise eigentlich geht, könnten wir zum Beispiel in den Bundesbedarfsplan Stromnetze hineinschauen, dem eine Prognose zugrunde liegt, wie wir die Energiewende in den nächsten zehn bzw. in den nächsten 20 Jahren umsetzen. Glücklicherweise haben wir hier ein neues Planungssystem: Wir fragen in Deutschland erst, für welchen Kraftwerkspark wir die Netze bauen wollen, wo die Kraftwerke stehen und welche Kapazitäten sie haben, und bauen anschließend die Leitungen. Das heißt, es gibt eine offizielle Prognose. Das ist der sogenannte Szenariorahmen, den die Bundesnetzagentur nach öffentlicher Konsultation genehmigt hat.

Er sieht, wenn wir zehn Jahre nach vorne schauen, wie folgt aus: Die Bundesnetzagentur erklärt, in zehn Jahren werden wir in Deutschland 220 GW installierte Kapazität haben: Davon entfallen 90 GW auf konventionelle Kraftwerke und 130 GW auf erneuerbare Energien. Diese wiederum entfallen zu 90 % auf Windkraftanlagen und Fotovoltaikanlagen. Ich halte diese Prognose für richtig; das sind auch unsere Erkenntnisse.

Wenn wir jetzt einmal 13 Jahre zurückdenken, erinnern wir uns daran, dass mit dem EEG, das im Jahr 2000 geschaffen worden ist, ein Technologiewettbewerb ausgelöst wurde. Damals wusste niemand, welche Technologie sich durchsetzen würde und welche nicht. Nach 13 Jahren sind wir schlauer. Wir sehen, dass es zwei Gewinner dieses Technologiewettbewerbs gibt, nämlich Windkraft und Fotovoltaik. Andere Technologien, mit denen man gerechnet hatte, haben sich leider nicht durchgesetzt, zum Beispiel die Geothermie. Wäre das der Fall gewesen, wäre vieles einfacher geworden. Der Ausbau der Gewinnung von Energie aus Biomasse stößt jetzt an Grenzen und gerät in Konflikt mit anderen Nachhaltigkeitszielen, die dadurch gefährdet werden. Das heißt, bei zwei Technologien sind die Preise dramatisch gesunken, und wir haben genug davon: Windkraft und Fotovoltaik. Die Preise sind inzwischen unter 10 Cent/kWh gefallen und bewegen sich damit in derselben Größenordnung wie die Preise für Strom aus neuen konventionellen Kraftwerken. Die Prognose der Bundesregierung ist also aus meiner Sicht richtig.

Wenn wir jetzt einmal zehn oder 20 Jahre nach vorne schauen, wird uns klar, dass sich unser Stromerzeugungssystem grundlegend verändern wird. Die beiden Energieträger Wind und Fotovoltaik haben nämlich Eigenschaften, die sich fundamental von dem unterscheiden, was wir aus der Vergangenheit kennen. Windkraftanlagen und Fotovoltaikanlagen produzieren nämlich keinen Strom entsprechend dem Preis an der Strombörse, sondern sie produzieren ausschließlich nach dem natürlichen Dargebot, also je nachdem, wie viel Wind weht und wie viel Sonne scheint.

Die Stromerzeugung durch Wind- und Sonnenenergie fluktuiert sehr stark. Das konnten wir gerade in den letzten Tagen wieder beobachten: Morgens um 6 Uhr speisten die Fotovoltaikanlagen noch gar nicht ein; mittags, als in ganz Deutschland die Sonne schien, wurden deutlich mehr als 20 GW produziert. Das steht im Verhältnis zu den ungefähr 60 GW Leistung; allein die Fotovoltaikanlagen haben also ein Drittel abgedeckt. Abends, als die Sonne unterging, bewegte sich das natürlich in die andere Richtung. Wenn Windgebiete durch Deutschland ziehen, ist die Fluktuation ähnlich stark.

Man hat null Grenzkosten. Das heißt, man hat relativ hohe Investitionskosten, aber wenn die Anlage erst einmal gebaut ist, braucht man, anders als bei konventionellen Kraftwerken, nicht für Brennstoffe und natürlich auch nicht für CO₂-Zertifikate zu bezahlen.

Diese drei Eigenschaften – wetterabhängige Stromproduktion, stark fluktuierend, Grenzkosten nahe null – werden uns zwingen, unser ganzes Stromsystem neu zu erfinden. Den alten Grundlastkraftwerken wird in Zukunft eine völlig neue Rolle zukommen. Wir brauchen jetzt nämlich Flexibilität auf allen

Ebenen. Das brauchen wir deshalb, weil die Energiewende vor allem eine Synchronisationsaufgabe sein wird, wenn diese beiden Energieträger unser Stromversorgungssystem in Zukunft prägen. Das ist aus meiner Sicht die zentrale Aufgabe der Energiewende: Wie synchronisieren wir die fluktuierende Einspeisung von Strom aus Windkraft- und Fotovoltaikanlagen mit der Nachfrage der Kunden? – Das ist das Zentrum dessen, worum es geht. Dafür brauchen wir mehr Flexibilität, vor allem bei den konventionellen Kraftwerken, denen im Zuge der Energiewende immer die Rolle zukommt, Back-up-Kapazitäten bereitzustellen.

Unser altes Stromversorgungssystem hat so funktioniert, dass wir die Grundlast – das ist eine Nachfragekategorie: ungefähr 35 GW, die wir immer, zu jeder Tages- und Nachtzeit, brauchen – mithilfe von Kraftwerken abgedeckt haben, die wir „Grundlastkraftwerke“ genannt haben. Das ist ein bisschen missverständlich; denn, wie gesagt, Grundlast ist eigentlich eine Nachfragekategorie. Aber in der alten Stromwelt wurde – das war betriebswirtschaftlich völlig logisch – diese Grundlast mithilfe von Kraftwerken abgedeckt, die technisch und ökonomisch dafür ausgelegt waren, rund um die Uhr zu laufen. Sie hatten also sehr lange Betriebsstunden, und die Investitionskosten waren sehr hoch. Die konnte man aber auf viele Stunden im Jahr verteilen, Hauptsache, sie hatten niedrige Brennstoffkosten. Das waren typischerweise Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke, in einem gewissen Umfang auch Steinkohlekraftwerke.

Das alles wird sich fundamental ändern, wenn in Zukunft große Mengen von Windkraft- und Fotovoltaikstrom in unsere Netze eingespeist werden. Dann werden sich diese Kraftwerke flexibel anpassen müssen. Sie mussten sich schon immer an die sich ändernde Nachfrage anpassen, aber jetzt werden sie sich in zwei Richtungen anpassen müssen: einmal in Richtung der Nachfrage und einmal in Richtung der variierenden Stromproduktion vor allen Dingen bei Windkraft- und Fotovoltaikanlagen. Das hat übrigens nichts mit dem Vorrang im Erneuerbare-Energien-Gesetz zu tun; das wäre auch notwendig, wenn wir diesen Vorrang beseitigen würden. Ich gehe später noch einmal kurz auf die Strombörse ein. Eingangs habe ich gesagt, bei Windenergie und Fotovoltaik liegen die Grenzkosten nahe null. Das heißt, an der Strombörse kommen sie in der Merit-Order zuerst, noch vor den Kernkraftwerken und den Braunkohlekraftwerken. – Das ist der erste Bereich der Flexibilität.

Die anderen Bereiche will ich wenigstens kurz ansprechen. Es wird eine Flexibilisierung bei der Nachfrage geben. Auch der Ausbau der Netze wird eine ganz wichtige Antwort auf die Herausforderung der Synchronisation sein. Netze brauchen wir sehr viel mehr als Speicher. Irgendwann werden wir auch Speicher benötigen. Nach unseren Schätzungen wird der Anteil der erneuerbaren Energien bei ungefähr 70 % bis 80 % liegen. Dann brauchen wir neue Speichertechnologien, zum Beispiel Power-to-Gas. Vorher haben wir kostengünstigere Möglichkeiten. Netze sind eindeutig günstiger als Speicher.

Damit das alles auch funktioniert und wir in Zukunft genügend residuale Kraftwerke haben und gleichzeitig die Energiewende vorankommt, brauchen wir einen neuen Markt. Wir benötigen eine neue Regulierung und ein neues Marktdesign, damit das, was für die Bewältigung der Herausforderung der Energiewende notwendig ist, auch tatsächlich erfolgt. Aus meiner Sicht bedeutet das, dass sich die residualen Kraftwerke aus zwei Quellen refinanzieren müssen: Sie müssen sich zunächst aus dem Verkauf von Kilowattstunden refinanzieren.

Aber damit allein werden wir nicht genügend residuale Kraftwerke in Deutschland halten können. Es gibt Nachfragesituationen in Deutschland, in denen ungefähr 83 bis 84 GW Leistung benötigt werden, und es kann sein, dass zu diesem Zeitpunkt zufällig der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Dann brauchen wir genügend steuerbare Kapazitäten: Das sind Kraftwerke mit Brennstoffen, Speicher in dem Umfang, wie sie am Markt vorhanden sind, und das sind natürlich auch Lastverschiebungen. In der Zeit der Höchstlast ist es nämlich egal, ob man zur Abdeckung ein Kraftwerk vorhält oder die Nachfrage aus der Spitzenzeit der Nachfrage in nachfrageärmere Zeiten verschiebt.

Das heißt, wir brauchen dafür einen Markt. Man kann mit Ökonomen lange darüber diskutieren, ob der heutige Markt dafür sorgt, dass wir genügend Kapazitäten haben. Ich glaube das nicht. Jedenfalls glaube ich, dass sich die Politik nicht darauf verlassen wird. Sie kann das schließlich nicht an einem praktischen Beispiel ausprobieren. Deshalb wird es aus unserer Sicht einen zweiten Markt geben: einen Kapazitätsmarkt für die residualen Kraftwerke. Das wird nicht teuer werden. Wir müssen uns daran gewöhnen, dass die Kraftwerke, die wir in Zukunft vielleicht noch zusätzlich brauchen, nicht die konventionellen Kraftwerke sein werden, wie wir sie heute kennen – hocheffiziente GuD-Kraftwerke oder andere hocheffiziente Anlagen –, sondern das werden, zum Teil zumindest, sehr einfache Anla-

gen sein, wie zum Beispiel offene Gasturbinen. Die sind relativ billig. Sie haben nicht solch hohe Effizienzgrade, aber das ist auch gar nicht erforderlich, weil wir sie nur für wenige Stunden im Jahr brauchen werden. Sie werden sich in Zukunft auf der einen Seite aus dem Verkauf von Kilowattstunden und auf der anderen Seite aus der Bereitstellung von Leistungen refinanzieren müssen. Ich habe mich ungefähr an den zeitlichen Rahmen gehalten. Ich hoffe, Sie hatten Gelegenheit, die sieben Seiten durchzulesen. Wenn Sie jetzt Fragen haben, freue ich mich.

Vielen Dank.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Vielen Dank. – Gibt es Nachfragen? – Herr Dr. Mittrücker und Frau Mohr.

Herr Abg. Dr. Mittrücker: Herr Baake, vielen Dank für die emotionsfreie Interpretation des aktuellen Energiemanagements. Ich habe folgende Fragen:

1. Wir werden 2022 keine Atomkraftwerke mehr am Netz haben. Das ist über alle Parteien hinweg politisch Konsens. Diese Atomkraftwerke sind nach Ihrer Definition als Grundlastkraftwerke gefahren worden. Jetzt haben wir – das haben Sie richtig beschrieben – eine Differenz zwischen dem, was man braucht, und dem, was man als residuale Last erzeugt. Wir können die Leistung dieser Atomkraftwerke natürlich nicht mehr nutzen. Frage: Müssen wir grundlastfähige oder residuallastfähige Kraftwerke bauen, weil die Atomkraftwerke abgeschaltet werden?

2. Den Unterschied zwischen Nachfrage und Erzeugung kann man beseitigen, indem man zum einen Kraftwerke zuschaltet, wenn man die Leistungen vorhält, und/oder zum anderen im Lastmanagement Verbraucher abschaltet und die dann nicht verbrauchte Energie Dritten zur Verfügung stellt. Haben Sie ein Gefühl dafür entwickelt oder Modellrechnungen aufgestellt, in welchem Verhältnis diese beiden Wege zueinander stehen? Wie viel Prozent kann man durch das Lastmanagement regeln, und wie viel Prozent an Leistung muss man, so, wie Sie es beschrieben haben – Sie haben zum Beispiel Gasturbinen genannt –, in zusätzlichen Kraftwerken installieren?

3. Können Sie das im Verhältnis zu der zugebauten Leistung in Windenergie- und Fotovoltaikanlagen pro Kilowattstunde beziffern? Das hängt schließlich damit zusammen.

Herr Baake: Ich glaube, dass der Begriff „grundlastfähige Kraftwerke“ ein bisschen irreführend ist; denn alle Kraftwerke können eine Grundlast produzieren. Wenn wir uns darauf verständigen, dass unter Grundlast die ungefähr 35 GW zu verstehen sind, die wir immer brauchen, sehen wir, dass jedes Kraftwerk in diesem Bereich Strom produzieren kann. So wird das seit 2000 in den Anlagen gemacht, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen. „Vorrang“ heißt, die kommen zuerst. Das heißt, sie kommen vor allen anderen und produzieren somit auch in diesem Bereich.

Ich habe es so verstanden, dass Sie wissen wollten, wie wir in Zukunft eigentlich die Spitzennachfrage abdecken, wenn wir immer weiter wachsende Anteile von erneuerbaren Energien haben, die jedoch nicht steuerbar sind – jedenfalls Windenergie und Fotovoltaik nicht. Wie sorgen wir dafür, dass wir, wenn die restlichen ziemlich großen Kernkraftwerke 2021/2022 vom Netz gehen, in Deutschland genügend steuerbare Kapazitäten haben? – Zunächst einmal haben wir noch eine ganze Reihe anderer konventioneller Kraftwerke in Deutschland. Das sind vor allen Dingen die Braunkohlekraftwerke und die Steinkohlekraftwerke.

Wir schätzen – das habe ich auf Seite 4 meiner Stellungnahme quantifiziert –, dass wir 2022 ungefähr 10 bis 25 GW Kraftwerkskapazitäten benötigen, die noch 6.000 bis 8.000 Stunden eingesetzt werden. Die Definition für Grundlastkraftwerk ist folgende: Das ist eine Anlage, die mehr als 6.000 Stunden läuft. Kraftwerke in dieser Größenordnung werden wir noch brauchen. Die stehen aber schon da; wir brauchen keine neuen zu bauen. Es wird dann eine Reihe von Kraftwerken geben, die in der sogenannten Mittellast produzieren. Das werden Kraftwerke sein, deren Eigentümer gehofft haben, sie würden mehr als 6.000 Stunden Strom produzieren. Aber auf diese Stundenzahl werden sie nicht mehr kommen. Wir hatten in den letzten Jahren manchmal auch etwas emotionale Debatten über den Bau von neuen Kohlekraftwerken. Schauen Sie sich einmal an, was in den Antragsunterlagen stand. Alle die, die bauen wollten, hatten die Hoffnung, dass diese Anlagen möglichst viele Stunden im Jahr laufen würden. Das werden sie schlicht und einfach deshalb nicht schaffen, weil sie an der Strombörse nicht mehr zum Zug kommen. Sie sind aber auch da.

Sorgen müssen wir uns darüber machen, ob für die wenigen Stunden der Spitzenlast genügend Kapazitäten vorhanden sind. Vor einem Jahr haben wir in Deutschland richtig mit der Debatte begonnen. Es gab viele Ökonomen, die beweisen wollten, dass der Strommarkt schon dafür sorgt: Wenn die Kraftwerke in bestimmten Zeiten benötigt werden, wird der Preis sehr hoch sein, und davon werden Investitionsanreize ausgehen. – Sie können aber mit der ökonomischen Theorie weder beweisen, dass das funktioniert, noch können Sie beweisen, dass es nicht funktioniert. Ich sagte vorhin, nach meiner festen Überzeugung werden die Politiker das nicht an einem praktischen Beispiel ausprobieren, sondern sie werden dafür sorgen, dass wir genügend Kapazitäten haben. Sie werden nicht zulassen, dass wir in Deutschland einen flächendeckenden Blackout bekommen.

Wenn man da nicht für einen Wettbewerb unterschiedlicher Technologien – auch der Lastverschiebung – sorgt, landet man beim Polizeirecht: Es ist verboten, ein Kraftwerk abzuschalten, und es gibt staatliche Entschädigungen. – Das ist aus meiner Sicht am weitesten vom Markt entfernt. Wir würden uns wünschen, dass wir in Zukunft einen Markt für das Vorhalten von Kapazitäten schaffen und dass sich auf diesem Markt sowohl die steuerbaren Kraftwerke als auch die Industrieunternehmen beteiligen können, die lastzeitlich verschieben und speichern können. Dann wird sich herausstellen, wer sich auf diesem Markt durchsetzt: wer die günstigsten Angebote macht. Das müssen wir an dieser Stelle Angebot und Nachfrage überlassen.

Es muss natürlich jemanden geben, der bestimmt: Wie ist eigentlich die Höchstlast? Wie viel brauchen wir? – Anschließend muss in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt werden, was man da benötigt. Wir haben für Süddeutschland das Lastverschiebungspotenzial erheben lassen. Zusammen mit der Bayerischen Staatsregierung und der baden-württembergischen Landesregierung haben wir in Bayern und in Baden-Württemberg eine sehr interessante Untersuchung durchführen lassen: Mitarbeiter von Forschungsinstituten sind in die Betriebe gegangen und haben gefragt, wie viel Last sie verschieben können. Sie finden diese Studie auf unserer Homepage. Das sind erst einmal die Antworten, die die Unternehmen gegeben haben. Das ist eine erhebliche Größenordnung. Es ist natürlich immer zeitabhängig, wie viele Stunden man verschieben will. Wie viele davon sich tatsächlich am Wettbewerb beteiligen werden und wollen und wie viele dann günstiger sein werden als Kraftwerke und Speicher, kann heute niemand sagen. Wichtig ist, dass wir dafür einen Markt organisieren und dass in diesem Markt nicht nur Kraftwerkskapazitäten, sondern auch Lastverschiebungspotenziale und Speicher in einen Wettbewerb gegeneinander treten.

Frau Abg. Mohr: Zunächst einmal vielen Dank für Ihre Ausführungen. Ich denke, es ist sicherlich richtig, im heimischen Bereich, also auf der nationalen Ebene, Antworten auf die Fragen, die wir hier gestellt haben, zu suchen. Dennoch drängt sich mir die Frage auf: Der Markt, auch im Energiesektor, ist kein nationaler, sondern ein europäischer bzw. internationaler. Welche Rolle spielt denn der Energieaustausch im Rahmen ihrer Betrachtungen?

Herr Baake: Ganz herzlichen Dank für diese wirklich zentrale Frage. Ich glaube, darauf muss man immer wieder hinweisen: Wir haben den Europäischen Binnenmarkt. Das ist geltendes europäisches Recht. Das bedeutet, dass jeder Konsument und jeder Anbieter über die Grenze hinweg Strom anbieten und verkaufen können. Darüber entscheidet der deutsche Gesetzgeber nicht mehr. Das ist europäisches Recht. Diese Kompetenz haben wir längst an die supranationale Ebene abgegeben.

Wir haben Leitungen mit allen unseren Nachbarländern. Allein die mit Österreich sind so gut, dass es keine Engpässe gibt. Deshalb ist der Strompreis in beiden Ländern – in Deutschland und in Österreich – in jeder Minute identisch. Bei allen anderen Ländern haben wir Engpässe, jedenfalls zu bestimmten Zeiten. Insofern haben Sie völlig recht: Auch wenn man in Deutschland Kapazitätsmechanismen schafft, weiß man nicht, ob in der entsprechenden Stunde der Strom aus dem Ausland kommt oder ob er aus Deutschland ins Ausland verkauft wird. Die Schlussfolgerung daraus ist, dass wir dringend dafür sorgen müssen, dass die Energiewende europäisch gedacht wird, und dass wir uns mit unseren Nachbarn abstimmen.

Ich sage auch ganz deutlich: Nach meiner politischen Einschätzung ist das Europa der 28 – die Kommission – noch nicht so weit, dass es hier europäische Lösungen vorschlagen wird. Die Kommission befindet sich noch in dem Stadium, in dem sie glaubt, dass der Energy-only-Markt – das ist die Strombörse; der Binnenmarkt – alleine Probleme lösen würde, wenn man ihn nur ließe. Ich halte das für eine Illusion. Wenn wir uns umschaun, stellen wir fest, andere Länder haben längst Kapazitätsmärkte

eingerrichtet. Es gibt mehrere Kapazitätsmärkte in Europa. Großbritannien ist dabei, sie einzuführen; Frankreich hat entschieden, sie einzuführen. Wir bewegen uns da im Mittelfeld.

Aber wir sollten aus der Tatsache, dass wir jetzt noch keine europäische Lösung der 28 bekommen werden, nicht die Schlussfolgerung ziehen, der nächste Schritt sei die Renationalisierung der Energiepolitik. Dagegen spreche ich mich ganz vehement aus. Die Energiewende wird wesentlich günstiger, wenn wir sie europäisch denken. Die Schlussfolgerung daraus ist: Wir müssen uns mit unseren Nachbarn zusammentun, und wir müssen klären, ob sie zum Beispiel bereit sind, mit uns gemeinsam Kapazitätsmechanismen zu schaffen. Daran haben wir ein großes finanzielles Interesse; denn die Summe der Höchstlast mehrerer Länder ist niedriger als die Summe der Höchstlast aller Länder, ganz einfach weil die Spitzennachfrage nicht überall gleichzeitig auftaucht: Die Sonne scheint nicht überall gleichzeitig, und der Wind weht nicht überall gleichzeitig. Deshalb haben wir ein großes finanzielles Interesse daran. Das sollte man versuchen. Ich sage nicht, dass wir die Hände in den Schoß legen können, wenn die anderen nicht mitmachen. Das können wir uns nicht erlauben. Aber wir sollten versuchen, das in einem ersten Schritt gemeinsam zu machen. Wenn es gelänge, wäre es für alle Beteiligten die bessere Lösung; wenn es nicht gelingt, müssen wir national handeln.

Herr Abg. Ramsauer: Herr Baake, das, was Sie eben in Bezug auf die europäische Ebene angesprochen haben, gilt auch für Ihren Hinweis darauf, dass die Lastverschiebungen eine Möglichkeit sein können. Wenn da ein Markt entsteht, muss das ebenfalls europäisch gedacht werden. Es würde gar nichts nutzen, wenn wir das hier hinbekämen und die Lastverschiebungen dann durch europäisches Handeln konterkariert würden.

Herr Baake: Man kann einen Kapazitätsmarkt national schaffen. Dieser Kapazitätsmarkt kann selbstverständlich – aus meiner Sicht muss er das sogar – auch die Nachfrageseite einbeziehen; denn oftmals sind solche Lastverschiebungspotenziale kostengünstiger als das Vorhalten eines Kraftwerks, das vielleicht nur während 2 % der Jahresstunden läuft. Aber es wird preisgünstiger, wenn wir das europäisch denken und auch realisieren.

Ich würde mir wünschen, dass die Bundesregierung – welche auch immer aus der Wahl am 22. September hervorgehen wird – beschließt, das Thema „Kapazitätsmarkt“ unbedingt anzugehen und in einem ersten Schritt mit unseren Nachbarn zu klären, ob sie das mit uns zusammen machen wollen. Wenn sie es mit uns zusammen machen wollen, muss, natürlich immer auf der Grundlage einer Analyse der Leitungsverbindungen, die wir mit diesen Ländern haben, ein System aufgesetzt werden, innerhalb dessen man entweder über die Abstimmung der Zahlen oder über einen gemeinsamen Mechanismus einen solchen Kapazitätsmarkt schafft. Man kann sich unterschiedliche Formen von Kooperationen vorstellen. Man kann die Kapazitäten quantitativ abschätzen, und dann verpflichtet sich jeder, das zu bringen, was im Rahmen der geteilten Verantwortung von ihm gefordert wird. Oder man macht es gleich gemeinsam. Die Skandinavier zum Beispiel haben es gemeinsam gemacht.

Das sollte in den Gesprächen herausgefunden werden. Bei unseren Nachbarn gibt es da vielleicht auch unterschiedliche Einstellungen. Einige werden möglicherweise sehr offen sein. Ich vermute, mit Österreich sollte es kein großes Problem sein. Bei den Niederländern würde ich auch ein Interesse daran vermuten. Mit Polen wird es schwierig; denn mit Polen haben wir zwar Leitungen, aber der Stromaustausch ist in der letzten Zeit gegen null gegangen. Das hat nicht nur etwas mit Leitungsproblemen zu tun. Ich glaube, es stehen ganz andere ökonomische Interessen dahinter. Das ist bedauerlich. Man muss schauen, mit wem man da zusammenarbeitet. Ich würde mir wünschen, dass das Thema von deutscher Seite offensiv angegangen wird. Ich sage es noch einmal: Die Energiewende darf nicht zu einer Renationalisierung der Energiepolitik führen. Das macht sie unnötig teuer.

Ich will noch ein anderes Argument nachschieben, das, wie ich glaube, zentral ist. Überlegen Sie einmal, vor welcher Situation wir in zehn oder in 20 Jahren stehen, wenn sich die Prognosen bewahrheiten, die die Bundesnetzagentur jetzt für den Bundesbedarfsplan der Stromnetze erstellt hat. Dann werden wir im Jahr immer mehr Stunden haben, in denen wir 100 % und mehr Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen haben, deren Produktion fluktuiert. Das ist die Logik. Ein 50%iger Anteil der erneuerbaren Energien heißt eben, dass es Zeiten geben wird, in denen man 120 % Strom aus erneuerbaren Energien hat, und Zeiten, in denen es nur 20 % sind. Anders wird es nicht gehen. Die Energiewende wird entweder auf der Basis von Windenergie und Fotovoltaik stattfinden. oder es wird in Deutschland nicht dazu kommen. Wir haben dazu keine Alternative.

Überschusszeiten werden völlig normal sein. Dann stehen wir vor der Alternative: Entweder wir regeln ab – dann schmeißen wir Kilowattstunden weg, die wir umsonst bekommen könnten; denn mit der Investition haben wir das alles schon bezahlt –, oder wir speichern, was sehr teuer wird, oder wir verkaufen es in Nachbarländer, die uns dafür Geld geben. Die dritte Variante ist aus meiner Sicht eindeutig die bessere. Das heißt, wir haben ein Interesse an der Zusammenarbeit mit unseren Nachbarn. Dann werden Sie sehen, dass zum Beispiel in Skandinavien die Möglichkeit besteht, Strom zu kaufen, wenn er hier besonders billig ist, oder, umgekehrt, mehr Strom aus Wasserkraft zu produzieren. Das ist für alle Beteiligten die kostengünstigste Lösung. In Europa haben wir doch in den letzten Jahrzehnten gelernt, dass der Handel dazu dienen kann, unseren Wohlstand insgesamt zu steigern. Strom ist in diesem Zusammenhang nichts anderes als eine Ware.

Frau Abg. Nabinger: Herr Baake, vielen Dank für Ihre Ausführungen. Meine Frage bezieht sich auf die kleinste Einheit beim Stromverbraucher: auf ein Einfamilienhaus. Man hat jetzt die Möglichkeit, eine Fotovoltaikanlage mit einem Speicher im Haus zu koppeln. Dadurch werden Kapazitäten frei. Wie schätzen Sie die Chance auf eine Reduzierung der Kapazitäten im gesamten Netz ein? Haben Sie das in Ihrer Studie mit berücksichtigt?

Herr Baake: Speicher, die in Privathäusern errichtet werden, werden nach heutiger Kenntnis Batteriespeicher sein. Sie halten Strom für ein paar Stunden. Wir werden vor der Situation stehen, dass wir für die Zeit der Höchstlast genügend Kapazitäten brauchen. Dann müssen wir in der Lage sein, auch über einen längeren Zeitraum, manchmal vielleicht sogar eine Woche lang – wenn wenig Sonne und Wind da sind –, genügend steuerbare Kapazitäten vorzuhalten. Da nützen die Batteriespeicher in den Haushalten gar nichts. Das ist ein anderes Thema. Ich will jetzt nicht darauf eingehen, wie sinnvoll diese Batteriespeicher sind, sonst könnte ich mich nicht kurz fassen. Jedenfalls ist das keine Lösung für das Problem, das ich vorhin angesprochen habe.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Vielen Dank. – Wir kommen zum zweiten Anzuhörenden: Herr Kreifels vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg. Wir haben von Ihnen noch keine schriftliche Stellungnahme erhalten. Ich habe gehört, Sie werden eine nachreichen. Wir werden umso aufmerksamer zuhören.

**Herr Niklas Kreifels, Dept. Intelligente Energiesysteme,
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg**

Herr Kreifels: Sehr verehrte Ausschussmitglieder! Vielen Dank, dass Sie mich eingeladen haben. Wir werden, wie schon gesagt worden ist, nächste Woche die schriftliche Stellungnahme nachreichen. Ich habe aber eine kleine Präsentation mitgebracht, weil es dann einfacher ist, die Punkte rüberzubringen.

(Herr Kreifels erläutert seinen Vortrag mithilfe einer Präsentation; siehe Vorlage 16/3231.)

Zu dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: Neben der Grundlagenforschung in Fotovoltaik – konzentrierte Fotovoltaik und vornehmlich Wasserstoff – haben wir einige Abteilungen, die sich schwerpunktmäßig mit der Integration dezentraler Erzeuger befassen. In einer diese Abteilungen bin ich beschäftigt. Unsere Abteilung heißt „Elektrische Energiesysteme“.

(Folie 2)

Das Thema „Grundlast/residuale Last und Regelleistung“ lässt sich vielleicht am besten anhand dieser Grafik erklären. Auf dieser Folie ist die Stromerzeugung, nach unterschiedlichen Primärenergieträgern aufgelöst, dargestellt. Es sind drei Aspekte zu erkennen: Gelb ist die Fotovoltaik markiert, lila die Windenergie, braun die Braunkohle und schwarz die Steinkohle. Der weißgraue Streifen, der relativ weit unten liegt, bezeichnet den Anteil der Kernkraft. Dann gibt es noch kleine Anteile, die man nicht oder kaum sieht: ocker für Gas und blau für Wasser.

Drei Aspekte sind zu erkennen: Erstens. Wir sehen, dass wir schon heute – das ist eine Woche im Juni 2013 – sehr viel durch Fotovoltaik und zeitweise auch durch Windenergie erzeugten Strom haben. Das heißt, wir haben, wie eben schon angesprochen worden ist, zeitweilig viel Strom aus erneuerbaren, fluktuierenden Energien.

Zweitens ist hier zu erkennen, dass Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke und Gaskraftwerke ihre Leistung schon regeln. Das heißt, sie fahren ihre Leistung herunter bzw. hoch. Das hat noch nichts mit dem Regelleistungsmarkt zu tun.

Der dritte Aspekt ist der Preis, in der Grafik durch die rote Linie dargestellt. Wie man erkennen kann, geht der Preis am Wochenende – das sind die beiden letzten Hügel – ins Negative.

In diesem Zusammenhang wird mein Vortrag drei Aspekte beleuchten: Zum einen werde ich einen kurzen Überblick über den heutigen Kraftwerkspark geben und das transparent machen. Das beruht vornehmlich auf einer Datenanalyse. Zum anderen werde ich mich zu den systemrelevanten Optionen für die Zukunft äußern. Schließlich werde ich auf die Thematik „Regelleistung: Trends und Zusammenhänge“ eingehen.

(Folie 3)

Auf dieser Folie sind die verschiedenen Produktionsniveaus pro Technologie zu sehen. Hier wird von oben nach unten dargestellt, wie die Produktion der vier größten konventionellen Energieträger in den ersten sieben Monaten des Jahres 2013 ausgefallen ist. Die Reihenfolge ist von oben nach unten: Gas, Steinkohle, Braunkohle und Kernkraft. Was wir hier sehen, ist ganz interessant. Wir erkennen, dass vornehmlich im Winter und im Frühling, d. h. in den ersten Monaten des Jahres, sowohl Gas- als auch Steinkohlekraftwerke sehr volatil sind, also sehr flexibel regeln.

Allerdings geht das im Sommer bei den Gaskraftwerken sehr stark zurück. Eine einfache Erklärung ist, dass Gaskraftwerke höhere variable Kosten haben als Steinkohlekraftwerke. Das hängt auch mit dem sehr niedrigen CO₂-Preis zusammen. Ein Beispiel: Vor ein paar Tagen, am 6. September, kostete eine Tonne CO₂ 5,05 Euro. Dementsprechend haben es die Gaskraftwerke im Sommer, wenn der Verbrauch niedriger ist, schwerer, sich durchzusetzen. Das ist eigentlich ein Indiz dafür, dass unser Kraftwerkspark – auch die Kohlekraftwerke – heute in der Lage ist, zu regeln.

(Folie 4)

Einen weiteren Aspekt möchte ich hinzufügen: die verschiedenen Produktionsniveaus bei unterschiedlichen Börsenpreisen. Was ist auf dieser Folie dargestellt? – Auf der waagerechten Achse sehen wir die Spotmarktpreise, sowohl im negativen als auch im positiven Bereich. Auf der vertikalen Achse sehen wir das, was ich „Auslastung“ genannt habe. Man muss hierzu sagen, dass bei der Auslastung die Nichtverfügbarkeiten nicht eingerechnet sind. Die auf der Folie zu sehenden Punkte sind also tendenziell alle ein wenig zu hoch. Es wird errechnet, wie viel Leistung pro Technologie gerade erzeugt wird, und dieser Wert wird durch die in Deutschland installierte Leistung geteilt. Da man immer Nichtverfügbarkeiten hat, sowohl geplante als auch ungeplante, sind all diese Punkte tendenziell etwas zu hoch.

Was sehen wir hier? – Wir sehen, dass, wie eben schon gesagt worden ist, Gaskraftwerke und Steinkohlekraftwerke sehr stark über das gesamte Spektrum regeln und dass sich die Kraftwerke im ganzen Preisband befinden. Aber das eigentlich Interessante ist: Die 10-Euro-Linie ist blau gekennzeichnet. Wie auch in der Überschrift steht, ist der Betrag von 10 Euro/MWh geringer als die Grenzkosten jeder einzelnen Kraftwerkstechnologie. Das heißt, in einigen Fällen wird produziert, obwohl die Kraftwerke einen Verlust machen, wenn sie Strom erzeugen. Anhand dieser Grafik kann man aber noch nicht die technische Herausforderung erkennen.

(Folie 5)

Hier kann man sehen, welche Herausforderungen auf uns zukommen, was die Regelbarkeit betrifft. Noch einmal: Mit dem Begriff „Regelbarkeit“ ist nicht der Regelleistungsmarkt gemeint, sondern ich nutze ihn im Zusammenhang mit dem flexiblen Hoch- und Runterfahren von Kraftwerken. Zu der linken Grafik: Wir sehen, dass sich, wie häufig gesagt wird, Fotovoltaik und Windenergie ergänzen. Auf der waagerechten Achse ist die Windkrafteinspeisung eingezeichnet, auf der vertikalen Achse die Fotovoltaikspeisung. Wenn man das übereinanderlegt, kann man erkennen, dass es Zeiten gibt, in denen die Sonne nicht scheint und vornehmlich der Wind weht, aber auch andersherum. Allerdings sieht man auch einige weiße Flächen. Dass sich das ergänzt, hat aber noch nichts damit zu tun, welche Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark gestellt werden.

Meine Aussage ist: Wir bauen Fotovoltaik- und Windkraftanlagen dazu, und das hat einen Einfluss auf die residualen Lastgradienten. Die residualen Lastgradienten ergeben sich aus der Last aus der Fotovoltaik- und der Windkraftstromerzeugung. Das sind die Gradienten, die gefahren werden müssen, sei es über konventionelle Kraftwerke, über Speicher oder über Stromexport bzw. -import.

Betrachten wir uns die rechte Grafik: Die rote Kurve bezeichnet die Entwicklung im Jahr 2012. Es handelt sich um ein Histogramm. Das heißt, dort hat man einen Peak in der Mitte. Das bedeutet, in der Mitte befinden sich die kleinsten residualen Lastgradienten; links geht es zu den negativen Gradienten, rechts zu den positiven. Wenn man also in der Mitte einen hohen Peak hat, ist die Anforderung am geringsten; denn man hat viele Zeitpunkte, zu denen geringere Gradienten auftreten.

Wenn man das Ganze berechnet, indem man die installierte Leistung von Fotovoltaik und Windkraft verdoppelt und auch noch offshore etwas Leistung dazubaut, kommt man auf Werte, die hier durch die gelben Balken dargestellt werden. Die gelben Balken sind in der Mitte geringer. Das bedeutet, wir haben weniger häufig geringe residuale Lastgradienten, und an den Extremen sind sie höher. Das heißt, wir haben es mit der Zunahme der Häufigkeit hoher residualer Lastgradienten zu tun.

Jetzt ist die Frage: Wer stellt diese residuale Last zur Verfügung? Kann der, der sie zur Verfügung stellt, diese residualen Lastgradienten fahren?

(Folie 6)

Sehen wir uns erst einmal an, ob der konventionelle Kraftwerkspark dazu in der Lage ist: Hierzu gibt es die VDE-Studie „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020“. Das ist eine VDE-Studie, die Siemens und einige der großen Energieversorger erstellt haben. Dargestellt sind hier die technischen Details von konventionellen Kraftwerken. Ich will darauf hinaus, dass man hier sieht, wie viel technisch eigentlich möglich ist, also wie viel die konventionellen Kraftwerke an Lastgradienten fahren können. Wenn man sich die Zahlen anschaut und sie mit dem Häufigkeitsdiagramm vergleicht, das ich zuvor gezeigt habe, erkennt man – das ist auch die Aussage dieser Studie –, dass

der heute vorhandene Kraftwerkspark technisch in der Lage ist, diese residualen Lastgradienten zu fahren.

Jetzt komme ich zu den kritischen Punkten. Das setzt bei dem Punkt an, den Herr Baake schon angesprochen hat: Der Kraftwerkspark ist zwar technisch in der Lage dazu, aber es gibt Probleme. Wenn zum Beispiel eine Dampfturbine in Teillasten fährt, ist der Wirkungsgrad deutlich schlechter, weil sie dafür überhaupt nicht ausgelegt worden ist. Ein weiterer Punkt ist, dass die Zahl der Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke zurückgeht. Das heißt, man hat eine niedrigere Auslastung. Es sind weniger Kraftwerke gleichzeitig im Einsatz. Deswegen werden an die, die im Einsatz sind, erhöhte Anforderungen gestellt.

Was ich damit aussagen will: Es sind neue Vergütungsoptionen notwendig, um diese kritischen Punkte zu entschärfen. Das setzt bei dem an, was Herr Baake schon angesprochen hat.

(Folie 7)

Jetzt stellt sich die Frage, ob es weitere Optionen für das zukünftige Portfolio gibt. Auf der Folie mit der Überschrift „Alternativen vorhanden?“ wird dargestellt, bei welchem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung welche Technologien interessant sein könnten. Die Flexibilisierung der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke ist ein zentraler Punkt – das deckt sich mit dem, was Herr Baake gesagt hat –, der die beste Option für den Anfang ist. Wieso ist das die beste Option? – Diese Kraftwerke stehen schon da. Was ist hierfür notwendig? – Notwendig ist ein neues Strommarktdesign, beispielsweise die Trennung von Arbeit und Leistung.

Ich möchte nicht auf alle Aspekte eingehen, sondern nur ein paar herauspicken, beispielsweise den Punkt „Batteriesysteme für Systemdienstleistungen“. Auf der linken Seite der Folie steht das, was heute gemacht werden kann; rechts steht das, was in der Zukunft wichtig ist. Das bedeutet, wir sehen nicht – damit komme ich auf die Frage von eben zurück –, dass Batteriesysteme insgesamt viel Kapazität liefern können. Aber Batteriesysteme können beispielsweise genutzt werden, um an Systemdienstleistungen, auch am Regelenergiemarkt, teilzuhaben.

Als ein weiterer Aspekt ist die Konvergenz Strom-Wärme zu nennen. In allen Energieszenarien wird generell ein großer Fokus auf den Strom gelegt. Allerdings ist es deutlich klüger, Strom und Wärme in einem zu betrachten und sich zu überlegen, inwiefern man durch die Kopplung von Strom und Wärme, die sowieso erfolgt, die erneuerbaren Energien effizienter nutzen kann.

Der letzte Aspekt, den ich nennen will, ist Power-to-Gas. Was die Bedeutung betrifft, ist das ähnlich: Nach der Elektrolyse, also nach der Wasserstofferzeugung, erfolgt noch die Methanisierung. Das ist ein Prozess, der kostenseitig eigentlich gar nicht abdeckbar ist. Dass man das Ganze noch methanisiert, dann über synthetisches Erdgas verfügt und es anschließend rückverstromt, wird erst interessant, wenn der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien wirklich sehr hoch ist. Ansonsten ist das kostenmäßig überhaupt nicht realistisch.

Ein Punkt ist noch die Flexibilisierung von Stromlasten; er steht auf der Folie relativ weit links. Das sehen wir ähnlich. Der Schwerpunkt liegt auf den Industrieprozessen. Die große Frage ist, inwieweit einzelne Haushalte teilnehmen können. Es ergibt sicherlich keinen Sinn, in jedem Haushalt eine aufwendige Kommunikationsinfrastruktur einzubauen. Es muss darauf geschaut werden, inwieweit die Haushalte überhaupt gewillt sind, daran teilzunehmen. Ein Beispiel: Wenn wir Projekte machen, bei denen es um variable Tarife geht, sehen wir immer, dass die Kunden in den ersten Wochen schön mitmachen und alles ganz spannend finden. Später interessiert es keinen mehr. Der typische Haushaltskunde möchte etwas, was automatisch und günstig ist und wodurch er nicht eingeschränkt wird. Deshalb ist bei der Flexibilisierung von Stromlasten, die sehr große Potenziale birgt, vornehmlich in der Industrie oder auch in größeren Gewerben anzusetzen.

(Folie 8)

Jetzt haben wir von dem steigenden Anteil der erneuerbaren Energien geredet und davon, bei welcher EE-Durchdringung welche Technologien interessant sind. Eine Ihrer Fragen bezog sich auf den Einfluss des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Regelleistung. Das ist eine Frage, die ich Ihnen nicht beantworten kann. Es ist vor allen Dingen extrem schwer, das zu quantifizieren. Bei der sekun-

dären Regelleistung und der Minutenreserve – das sind zwei der drei verschiedenen Regelungsarten – muss man sehen, dass die Übertragungsnetzbetreiber fordern, dass so viel Leistung vorgehalten wird, wie es den letzten vier Quartalen entspricht. Sie schauen sich an – auch wenn es nur ein Punkt ist, auf den sie schauen –, was in den letzten vier Quartalen an Regelleistung wirklich abgerufen wurde. Auf der Grundlage dessen schreiben sie aus: So viel Regelleistung muss vorgehalten werden, und ihr dürft daran teilnehmen.

Um wieder auf meinen Punkt zurückzukommen, ob das quantifizierbar ist: Kann man sagen: „Bei so und so vielen erneuerbaren Energien und durch eine Erhöhung ihrer Erzeugungskapazitäten um 10 % erhöht sich der Bedarf an Regelleistung um x Prozent“? – Unserer Ansicht nach gibt es einen solchen linearen Zusammenhang nicht.

Was habe ich auf dieser Folie überhaupt dargestellt? – Ich habe mich gefragt, was für Trends es gab. Der wichtigste Trend war vielleicht, dass im Mai 2009 der Zusammenschluss zu einem Netzregelverbund stattfand. Einer der Übertragungsnetzbetreiber war zunächst nicht mit dabei; er kam erst später hinzu. Das hatte den Effekt, dass der Bedarf an der Vorhaltung der Regelleistung gesunken ist. Wenn wir uns den Monitoringbericht vom letzten Jahr anschauen, erkennen wir den Trend, dass die Menge der negativ abgerufenen Sekundär- und Minutenreserve gestiegen ist. Die Ursache dafür könnte in dem Ausbau der erneuerbaren Energien liegen, der eine stärkere Fluktuation zur Folge hat. Das ist eine These, die allerdings nicht anhand von Daten quantifizierbar ist. Dann gab es auch einen gegenteiligen Effekt: Es gab eine Verbesserung all dieser Prognosetools, was wiederum dafür sorgt, dass der Bedarf an dieser Vorhaltung sinkt.

Was ich empfehlen kann: Die Seite www.regelleistung.net kennt wahrscheinlich der eine oder andere. Das ist eine sehr informative Seite, auf der man viele Daten bekommt. Für den Monitoringbericht, der jedes Jahr erscheint, gilt das genauso. Es gibt dort schöne Informationen: Was haben wir an Regelleistung gehabt? Wie viel wurde genutzt?

(Folie 9)

Die Grafik auf der letzten Folie bildet als Beispiel die Leistungspreise für die negative Sekundärregelleistung ab. Eine meiner Aussagen ist: Man sieht hier, dass sie sehr volatil ist. Das bedeutet, dass wir noch relativ wenige Anbieter haben. Es wurde gesagt, dass der Regelleistungsmarkt ausgeweitet werden soll, sodass auch diejenigen, die mit neuen Technologien arbeiten, dort anbieten können. Dafür hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2011 die erste Grundlage gelegt, indem sie die Eintrittsbarrieren gesenkt hat.

(Folie 10)

Zusammengefasst kann man sagen: Der wichtigste Punkt ist die Flexibilisierung von Kraftwerken und KWK-Anlagen. Das ist der wichtigste aktuelle Schritt. Dafür muss ein neues Vergütungssystem geschaffen werden, beispielsweise eines, das die getrennte Vergütung von Arbeit und Leistung vorsieht, so, wie es eben im Zusammenhang mit dem Kapazitätsmarkt angeklungen ist.

Der zweite Punkt ist die Verschmelzung des Wärmesektors mit der Stromwirtschaft. Das klingt sehr vage. Ich möchte damit sagen, dass der Fokus nicht immer nur auf dem Stromsektor liegen darf, sondern dass bei der Verabschiedung von Regulatorien auch der Wärmesektor mit betrachtet werden soll.

Zwei Aspekte zum Regelenergiemarkt: Im Moment ist es für Anbieter finanziell sehr interessant, dort etwas zu machen; denn man kann dort mehr Geld machen als am Spotmarkt. Deswegen sehe ich zurzeit nicht das Problem, dass dort keine ausreichenden Kapazitäten sind.

Die Entwicklung des Bedarfs am Ausbau der erneuerbaren Energien kann nicht anhand der Daten beschrieben werden. Die These ist, dass der Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung aufgrund des Ausbaus der fluktuierenden Energien steigt. Allerdings ist es nicht sehr einfach, das zu quantifizieren, und es gibt jedenfalls keinen linearen Zusammenhang.

Das waren die Aspekte. Ich freue mich auf Ihre Fragen.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Herzlichen Dank. – Gibt es Fragen?

Frau Abgeordnete Mohr hat als Erste das Wort.

Frau Abg. Mohr: Ich habe zunächst eine Verständnisfrage. Sie haben davon gesprochen, dass es einen Regelverbund gibt. Mir war klar dass wir in der Bundesrepublik Deutschland vier Regelzonen haben. Sind diese Regelzonen jetzt aufgelöst und in einem Verbund zusammengeführt worden? Oder wie darf ich das verstehen?

Herr Kreifels: Nein, die vier Regelzonen gibt es nach wie vor. Die Übertragungsnetzbetreiber, die für diese Regelzonen zuständig sind – das sind vier –, waren früher vornehmlich den vier großen Energieversorgern zugeordnet. Dann kam es zu der Ausgliederung. Der Regelzonenverbund bedeutet Folgendes: Früher war es so, dass, wenn zum Beispiel in einem Regelzonengebiet eine positive Regelleistung erforderlich war und in einem anderen eine negative, getrennt ausgeglichen wurde. Das ergibt natürlich keinen Sinn. Daher schließt man das zusammen und handelt zusammen; dadurch kann man die vorzuhaltende Leistung senken. Es gibt eine Plattform – www.regelleistung.net –, auf der die Regelleistung ausgeschrieben wird.

Frau Abg. Mohr: Das habe ich jetzt verstanden. – Nun komme ich zu meiner Frage: Der Bedarf an dieser Regelenergie ist auf den verschiedenen Netzebenen unterschiedlich. Oder sehe ich das falsch? – Damit ich das verstehe – ich nehme die Fotovoltaik als Beispiel –: Wir haben die Einspeisung des Stroms aus volatilen erneuerbaren Energien zunächst einmal auf der Verteilnetzebene. Damit bekomme ich schon ein Problem. Dann gibt es die großen Fotovoltaikanlagen, deren Strom wahrscheinlich auch hauptsächlich auf der Verteilnetzebene eingespeist wird. Aber ich lasse mich gern aufklären. Mir stellt sich die Frage: Wäre es nicht effizienter, wenn man das Ganze auf den einzelnen Ebenen viel dezentraler regeln und nicht auf ein großes Gesamtsystem zurückgreifen würde?

Herr Kreifels: Nein, das wäre es gerade nicht. Man kann das mit dem Zusammenschluss der vier Übertragungsnetzbetreiber zu diesem Netzregelverbund erklären. Es gibt sogenannte Bilanzkreisverantwortliche. Sie sind dafür zuständig, dass sich Erzeugung und Verbrauch die Waage halten. Wenn der Bilanzkreisverantwortliche das aufgrund einer falschen Prognose nicht schafft, muss er dies ausgleichen. Es gibt Bilanzkreise, die überversorgt sind; andere sind unterversorgt. In dem Sinne gleicht sich das gut aus. Das heißt, es ist schon sinnvoll, das auf einer sehr hohen Ebene zu haben; denn durch die Aggregation ergibt sich deutlich weniger Bedarf. Es gibt andere Probleme, die man durch die Dezentralisierung lösen kann. Aber auf den Aspekt bezogen ist es sinnvoll, das so zu belassen.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Herr Dr. Leprich, Sie haben das Wort, aber nur ganz kurz, damit wir nicht eine Diskussion zwischen allen bekommen.

Herr Prof. Dr. Leprich: Ganz kurz als Ergänzung: Ich glaube, das ist nur die halbe Antwort. In der Tendenz haben Sie recht: Es ist in der Tat heute so, dass Übertragungsnetzbetreiber die Systemverantwortung haben. Das heißt, sie fassen die Bilanzkreise zusammen, und damit minimiert sich auch der Ausgleichsenergiebedarf. Ich denke aber, in einer dezentraleren Welt wird es nicht mehr möglich sein, die gesamte Systemverantwortung bei den Übertragungsnetzen zu konzentrieren. Wir sprechen mittlerweile von einer „Kaskadierung der Verantwortung“ hin zu den Verteilnetzbetreibern. Das heißt, die Verteilnetzbetreiber werden in einer dezentralisierten Welt größere Beiträge zum Systemausgleich liefern müssen, was sich dann hochbuchstabiert. Das ist in vollem Gange.

Herr Abg. Dr. Mitrücker: Herr Kreifels, habe ich es richtig verstanden, dass Sie gesagt haben, bei einem zunehmenden Anteil der erneuerbaren Energien ist es sehr schwer, zu quantifizieren, wie viel Prozent an Regelleistung man zusätzlich braucht? – Wenn dem so ist, ist eines verwunderlich: In der dena-Studie ist dieser Zusammenhang klar definiert. Darüber hinaus ist das von der Wetterprognose abhängig gemacht worden. Es wird also gesagt: Wenn man bei der Windenergie eine Kilowattstunde zubaut, schwankt das, was man an Regelenergie zusätzlich braucht – so sage ich das jetzt einmal –, je nach Wetterprognose zwischen 20 % und 30 %. Das würde Ihrer Aussage etwas widersprechen. Oder habe ich Sie da falsch verstanden?

Herr Kreifels: Nein, da haben Sie recht; das kann gut sein. Den Teil der Studie habe ich nicht gelesen. Meine Aussage war: Ich habe in dem Zusammenhang versucht, mithilfe der vorhandenen Daten

Abhängigkeiten zu bestimmen. Aber es ist mir nicht gelungen, auf der Grundlage der Daten direkt einen quantifizierbaren Zusammenhang zu erstellen.

In dem Sinne gab es auch bei der Prognose Schwierigkeiten. Wenn der Anteil der erneuerbaren Energien größer ist, hat man auch eine höhere Fluktuation. Das heißt, es wird schwieriger, eine Prognose zu erstellen. Auf der anderen Seite sind die Prognoseinstrumente besser geworden. Das heißt, wenn man genau vorhersagen könnte, wie viel Strom aus Windenergie und Fotovoltaikanlagen man einspeist, und wenn man dann auch noch einen – wie auch immer gearteten – Kraftwerkspark hätte, der die auftretenden residualen Lastgradienten fahren könnte, hätte man erst einmal keinen erhöhten Bedarf an Regelleistung. Aber es ist völlig zutreffend, dass es aufgrund der erhöhten Fluktuation, die wiederum damit zusammenhängt, dass man mehr erneuerbare Energien hat, schwieriger ist, das zu prognostizieren. Wenn das nicht klappt, ist es auf jeden Fall logisch, zu sagen, dass man einen erhöhten Bedarf an Regelleistung hat.

Aber es gibt auch noch ein paar andere Aspekte. Auf der Grundlage der zur Verfügung stehenden Daten ist das nicht direkt greifbar. Man kann auf keinen Fall sagen: Mit dem Ausbau von x Prozent fluktuierenden Erzeugern habe ich auf jeden Fall eine Erhöhung des Regelleistungsbedarfs um y Prozent.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Auch dazu gibt es eine kurze Ergänzung von Herrn Prof. Leprich.

Herr Prof. Dr. Leprich: Das Problem lässt sich mit dem Hinweis auf zwei unterschiedliche Begriffe lösen. Er redet von „Regelleistung“. Die Regelleistung muss vorgehalten werden, wenn man von Prognosen abweicht. In Deutschland sprechen wir in der Summe von etwa 7.000 MW. Das, was Sie meinen, ist die Vorhaltung von Leistung für den gesamten Bereich der Residuallast. Ich glaube, es ist deutlich geworden, dass wir, wenn wir irgendwann einmal 120 GW oder 150 GW an fluktuierenden erneuerbaren Energien im System haben, einen sehr großen Anteil an Residuallastabdeckung brauchen. Dann sprechen wir nicht über 7.000 MW, sondern über 50.000, 60.000 oder 80.000 MW. Das ist der Unterschied. In der dena-Studie ist Letzteres gemeint, nicht die Regelleistung.

Herr Kreifels: „Regel“ ist leider ein sehr schwammiger Begriff.

Herr Abg. Ramsauer: Ich habe eine Frage zu Ihrem zweiten Punkt: die Verschmelzung des Wärmesektors mit der Stromwirtschaft. Haben Sie einen Überblick, wie hoch dieses Potenzial sein kann? Das heißt: Wie weit kann der Wärmesektor ausgebaut werden, und wie weit wird er wirtschaftlich ausgebaut?

Herr Kreifels: Es fällt mir schwer, direkt darauf zu antworten. Können Sie spezifizieren, was Sie mit „Potenzial des Wärmesektors“ meinen? Möchten Sie eine Zahl hören?

Herr Abg. Ramsauer: Sehen Sie hier eine positive Zukunft, also dass mehr Wärme erzeugt wird?

Herr Kreifels: Die Idee ist eigentlich, dass intelligenter erzeugt wird: dass man Wärme zwar nach wie vor dann erzeugt, wenn sie gebraucht wird, dies aber mithilfe der Stromproduktion erfolgt. Das Gute an Wärme ist, dass man sie, im Gegensatz zu elektrischem Strom, speichern kann. Elektrischen Strom muss man immer in eine andere Energieform umwandeln, was natürlich Verluste mit sich bringt und deutlich teurer ist. Wärme kann man relativ einfach speichern.

Verschmelzung bedeutet: Wenn man es schafft, mit den Stromerzeugungsanlagen Wärme zu produzieren, kann man die speichern und dann bedarfsgerecht im Wärmesektor wieder einsetzen. Das ist mit Verschmelzung gemeint. Wenn das in einem noch größeren Maße stattfindet, kann man es schaffen, die erneuerbaren Energien besser zu integrieren; denn wenn die Stromproduktion aus den fluktuierenden den Strombedarf zu einem Zeitpunkt übersteigt, könnte man den Strom in Wärme umwandeln und die Wärme dann speichern. Dadurch findet eine Verschmelzung statt. Das habe ich mit diesem Punkt gemeint.

Herr Abg. Ramsauer: Das bedeutet auch ganz praktisch den Ausbau von Fernwärmenetzen.

Herr Kreifels: Das Fernwärmenetz wäre auch ein Punkt.

6. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 11.09.2013
– Öffentliche Sitzung –

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Vielleicht können wir nachreichen, wie hoch das Potenzial, in Megawatt oder Gigawatt umgerechnet, tatsächlich wäre. Ich denke, da gibt es verschiedene Ansätze. – Herzlichen Dank.

Ich bitte nun Herrn Prof Leprich, vorzutragen – Vorlage 16/2954. Er ist der Leiter des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme in Saarbrücken.

ELEKTRONISCHE FASSUNG

**Herr Prof. Dr. Uwe Leprich, wissenschaftlicher Leiter des Instituts für
ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Saarbrücken**

Herr Prof. Dr. Leprich: Herr Vorsitzender, Herr Staatssekretär, meine sehr verehrten Damen und Herren! Es ist schon viel gesagt worden. Ich werde versuchen, das nur ein bisschen zu ergänzen; sonst wird es zu lang. Ich werde etwas zu den drei Blöcken Residuallastbereitstellung, Regelenergie und Wirtschaftlichkeit sagen.

Zu dem ersten Punkt – Residuallastbereitstellung –: Ich habe in den Ihnen vorliegenden Unterlagen grafisch visualisiert, was jetzt schon dargestellt worden ist, nämlich dass die fluktuierenden erneuerbaren Energien das Herzstück des neuen Systems bilden und dass drum herum die Frage beantwortet wird, die wir seit 30 Jahren stellen: Was ist, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint? – Wir können uns eigentlich beruhigt zurücklehnen und sagen: Eigentlich haben wir genug Optionen; wir können es uns also aussuchen.

Dann gibt es durchaus ein Bestreben, zu sagen: Lasst es uns zumindest da über den Wettbewerb aussuchen: Was ist am günstigsten, wenn es darum geht, Windenergie und Fotovoltaik zu ergänzen? – Das Problem ist: Wenn wir das heute machen würden, stünden die Sieger von vornherein fest. Das wären die Flexibilisierung der bestehenden Kraftwerke, die Gasturbinen und zu einem kleinen Teil das Lastmanagement. Dann käme nichts mehr. Nun haben wir aber die Situation, dass wir über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz politisch entschieden haben, dass die Flexibilitätsoption Kraft-Wärme-Kopplung dabei ist. Über das EEG haben wir bereits entschieden, dass die Biomasse dabei ist. Über die Lastabschaltverordnung haben wir bereits entschieden, dass auch das Lastmanagement von großer Industrie dabei ist. Über die Speicherförderung im politischen Bereich stellen wir fest, dass auch Speicher dabei sind.

Das heißt, es fallen sukzessive Entscheidungen für Kapazitätsmechanismen, ohne dass man den Eindruck hat, das ist bis zum Ende durchdacht. Vielmehr wird einfach politisch entschieden, dass wir dieses und jenes dabei haben wollen. Man hat das Gefühl, so wird es nicht weitergehen können, aber man hat noch keine endgültige Lösung dafür. Ich bin aber sicher, man wird keine große Lösung dafür finden. Es wird immer so sein, dass man aus anderen Gründen bestimmte Flexibilitätsoptionen dabei haben möchte, die man sich auch etwas kosten lässt. Das muss man in Zukunft immer mitdenken, wenn man darangeht, dieses Gesamtsystem zu designen.

Als Stichwort in diesem Kranz der Flexibilitätsoptionen ist auch der europäische Verbund zu nennen. Dazu ist schon einiges gesagt worden. Wir haben einen grenzüberschreitenden europäischen Stromhandel, aber – das möchte ich hinzufügen – mehr auch nicht. Ich bin sehr pessimistisch, was das „mehr“ angeht. Das muss ich ganz offen sagen. Wenn wir nämlich versuchen würden, die Kosten des Gesamtsystems auf europäischer Ebene zu minimieren, müssten wir weit über den grenzüberschreitenden Handel hinaus eine gemeinsame Versorgungssicherheit definieren. Wir würden vielleicht sogar gemeinsame Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien in der Region definieren. Wir würden vielleicht ein gemeinsames Instrument für die Finanzierung erneuerbarer Energien definieren. All das wäre eine Folge davon.

Es gab einen ersten Ansatz, das zu versuchen. Im Jahr 2005 wurde das sogenannte Pentalaterale Energieforum gegründet. Das sind Deutschland, Frankreich, Österreich und die Beneluxstaaten. Man hatte sich vorgenommen, in der ersten Phase den grenzüberschreitenden Handel auszubauen. Das hat man auch gut gemacht. Das funktioniert. In der zweiten Phase wollte man gemeinsam Versorgungssicherheit definieren und gemeinsam daran arbeiten, das bereitzustellen. Ich glaube, davon ist man Lichtjahre entfernt. Frankreich hat schon einen eigenen Kapazitätsmechanismus eingeführt, Belgien ist kurz davor, und in Deutschland denkt man darüber nach. Man ist weit davon entfernt, bei den erneuerbaren Energien etwas Gemeinsames zu machen. Ich habe in diesem Jahr ein bisschen recherchiert: Alle, die sich im Umfeld des Pentalateralen Energieforums bewegen, sind vollständig frustriert und sagen: Das wird nicht in diese Richtung gehen, weil in Bezug auf die Versorgungssicherheit die nationalen Egoismen gerade von Frankreich und Deutschland so groß sind, dass ein Zusammenkommen nicht absehbar ist. – Ich würde also auf jeden Fall dazu raten, die Energiewende auch national zu denken; denn alles andere könnte riskant sein.

Ein weiterer Punkt, der mir am Herzen liegt, ist die Option „Speicher“. Das ist vielleicht einer der heikelsten Punkte; denn da hängt alles vom Timing und von einer gesamtsystemischen Betrachtung ab.

Man kann in dem Segment große Fehler machen. Ich habe gehört, dass die Stadtwerke Trier ein Pumpspeicherkraftwerk planen. Ich muss gestehen, ich werde da etwas unruhig. Wenn ich mir anschau, was in den letzten zehn Jahren an Steinkohlekraftwerken und an Gaskraftwerken gebaut wurde und wer sie gebaut hat, stelle ich fest, Stadtwerke waren in Stadtwerkeverbänden – Trianel beispielsweise – prominent mit dabei. Man sieht, diese Kraftwerke sind heute notleidend. Wir lesen jeden Tag in der Zeitung, dass die Stadtwerke Bochum, die Stadtwerke Dortmund und die Stadtwerke Duisburg Rückstellungen für diese, wenn man so will, temporären Fehlinvestitionen bilden. Wir alle wissen, dass Pumpspeicherkraftwerke heute überhaupt nicht ausgelastet werden. Es gibt kaum noch Spreads an der Strombörse, mit denen man Geld verdienen könnte. Deswegen stehen sie fast still.

In der Situation ein neues Pumpspeicherkraftwerk zu bauen, mit dem in einem Zeitraum von 20 oder 30 Jahren genügend Kapital erwirtschaftet wird, ist riskant. Man muss sehr genau hinschauen, ob man das hier und heute baut oder ob man sagt: Wir warten lieber noch ein paar Jahre und beobachten, wie sich die Landschaft entwickelt. – Dazu passt die Meldung von heute – die haben Sie wahrscheinlich gehört –, dass das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf vermutlich nicht gebaut wird. Dabei hatten RWE und EnBW das schon weit vorangetrieben.

Damit will ich sagen, Speicher sind im Gesamtsystemzusammenhang und auf der Zeitachse besonders sorgfältig zu betrachten. Wenn ich vom „Systemzusammenhang“ spreche, muss ich auch einen Aspekt herausstellen, der die Speicherung in Wärme betrifft. Wir haben seit vielen Jahren das große Problem der Nachtspeicherheizungen, die um den Faktor 2 bis 3 schlechter sind – mehr CO₂-Emissionen haben – als vernünftige Heizsysteme. Es gab ein Verbot des Neubaus von Nachtspeicherheizungen; das ist abgeschafft worden. Das ist, vom Gesamtsystem her gesehen, eigentlich ein unfassbarer Beschluss. Ich lese in der schriftlichen Stellungnahme der Stadtwerke Mainz, man meint dort, man könnte die erneuerbaren Energien sozusagen so lenken, dass sie in Nachtspeicherheizungen eingesetzt werden. Das ist ein Gedanke, der hin und wieder geäußert wird. Ich bin nachgerade entsetzt ob dieses Gedankens.

Punkt 1: Nachtspeicherheizungen verbrauchen drei- bis viermal so viel Strom wie Wärmepumpen. Wenn schon Strom im Wärmesektor eingesetzt wird, dann bitte effizient.

Punkt 2: Wenn man sich die Dargebotscharakteristik von Wind und Fotovoltaik auf der einen Seite und die Wärmelast auf der anderen Seite anschaut, stellt man keine besonders gute Übereinstimmung fest. Das heißt, die windschwachen Wochen finden sich oft im November. Dann scheint aber auch die Sonne nicht so häufig. Wenn man also Nachtspeicherheizungen als Speicher nimmt, bedeutet das, dass man in sehr sensiblen Zeiten, nämlich im Winter, immer zusätzliche Kraftwerke für diese Dinge braucht.

Das Gleiche gilt übrigens auch für Wärmepumpen. Wenn man zu viele Wärmepumpen hat, trägt das in der Summe zu einer Erhöhung der Lastspitze bei. Der Kraftwerkspark wird auf der Grundlage der Lastspitze ausgelegt, die immer im Dezember und im Januar ist. Wir sehen das Ergebnis in Frankreich, wo man sehr viele Wärmepumpen und auch sehr viele Direktheizungen hat. Dort ist es in der Tat so, dass die Lastspitze im Winter – Dezember oder Januar – 100.000 MW beträgt. In Deutschland sind wir bei 80.000 MW. Frankreich hat 20 Millionen weniger Einwohner und deutlich weniger Industrie.

Das heißt, die Verquickung von Stromsektor und Wärmesektor ist wichtig, und sie wird auch kommen. Aber man muss sie systemisch betrachten: Was hat es für Auswirkungen auf die Kraftwerksplanung, wenn man kontinuierlich Strom in den Wärmesektor bringt? – Insofern ist größte Vorsicht geboten: Man muss genau hinschauen und darf dort keine Investitionsruinen schaffen.

Zu dem zweiten Punkt – Regelenergie –: Ich habe gerade erläutert, das ist eigentlich ein relativ kleiner Bereich. Man kann sagen, das ist einer der Bereiche, die maßlos überbewertet sind: 7.000 MW an Regelleistung und – in den Unterlagen ist es dargestellt – ein Gesamtumsatz von 700 Millionen Euro. Das ist im gesamten Stromsektor nicht gerade überzeugend viel. Wenn es heißt: „Wir müssen auch die erneuerbaren Energien in die Regelenergiemärkte bringen; damit kann man gut etwas verdienen“, sage ich: Im Einzelfall wird das stimmen. Wenn ein Biogasanlagenverbund in die Minutenreserve geht, ist das wunderbar; das ist ein schönes Zubrot. Aber das löst nicht unser Problem der Finanzierung der erneuerbaren Energien. Für einzelne Anlagen ist das ein Zubrot, mehr nicht.

Auf der einen Seite ist dieser Bereich also gnadenlos überschätzt, auf der anderen Seite gnadenlos unterschätzt; denn der Regelenergiesektor mit den drei Teilmärkten Primärenergie, Sekundärenergie und Minutenreserve wird von den großen fossilen Kraftwerken bestimmt. Damit sie diese Regelleistung bereitstellen können, mutieren sie zu sogenannten Must-run-Anlagen: Anlagen, die man braucht, die am Netz sein müssen. Dieser Must-run-Sockel stellt eine große Inflexibilität im System dar. Heute wird die Größenordnung dieses Must-run-Sockels von Systemdienstleistungen auf 20 bis 25 GW geschätzt. Das heißt, immer wenn dieser Sockel bedroht ist, müssen Windkraft- und Fotovoltaikanlagen abschalten, aber nicht diese Kraftwerke.

Man muss also unbedingt diesen Must-run-Sockel auf der Basis von fossilen Kraftwerken abbauen. Das schafft man zum einen durch einen Prozess, der schon im Gange ist, nämlich durch die Flexibilisierung der Anlagen. Allerdings habe ich manchmal ein ungutes Gefühl, wenn ich höre, dass man auch anfängt, Braunkohlekraftwerke zu flexibilisieren, die in den 60er-Jahren gebaut wurden. Aber solange es dort nichts anderes gibt, muss man das wohl machen. Zum anderen schafft man das, indem man sie ersetzt. Da ist in der Tat die Biomasse ein ganz wichtiger Faktor. Das ist sozusagen das Haupteinsatzfeld für Biomasse im Gesamtsystem: Man muss schauen, dass man damit Must-run-Systemdienstleistungen übernimmt und dadurch diesen großen fossilen, inflexiblen Sockel ersetzt.

Zu dem dritten Punkt – Wirtschaftlichkeit –: Darüber ist viel gesagt worden. Die Preise an der Börse sind wieder ein bisschen höher, als sie es schon einmal waren: 5 Cent/kWh. Aber es ist klar, damit kann man auf Dauer keine Back-up-Kapazitäten finanzieren. Man braucht also eine Ergänzung, einen zusätzlichen Zahlungsstrom. Den braucht man aus einem ganz einfachen Grund. Wenn man sich das Gut der Versorgungssicherheit anschaut und es nach den Kriterien, die uns in der Volkswirtschaftslehre beigebracht werden, ganz klassisch darauf hin prüft, was das eigentlich für ein Gut ist, wird man sehr schnell feststellen, dass es ein öffentliches Gut ist. Die beiden formalen Kriterien eines öffentlichen Gutes sind nämlich, dass man das Ausschlussprinzip nicht anwenden kann und dass es keine Rivalität beim Konsum gibt. Wir haben dort also ein klassisches öffentliches Gut.

Wir haben über viele Jahre gemeint, dieses öffentliche Gut könnten wir im liberalisierten Stromsektor gleichsam nebenbei bereitstellen. Da wir genügend Kraftwerke hatten, hat diese These lange getragen. Wir haben immer gedacht: Wir haben schon genügend Kraftwerke, und wenn noch ein paar dazugebaut werden, wird das über die Märkte schon funktionieren. – Ich glaube, es wird immer deutlicher, dass das nicht funktioniert, sondern dass dieses öffentliche Gut, wie alle anderen öffentlichen Güter auch, von der öffentlichen Hand bereitgestellt werden muss.

Zumindest muss die öffentliche Hand dafür sorgen, dass es bereitgestellt wird. Da sind wir in vollem Gang. Die Entwicklung in den letzten Monaten hat gezeigt, dass dieses Gut politisch sehr hoch aufgehängt ist, dass die Hausaufgaben also sehr schnell gemacht werden, wenn es bedroht ist – Stichwörter: Winterreserve, Reservekraftwerksverordnung. Insofern wird man sich in Zukunft sehr stark darum kümmern, dass es bereitgestellt wird. Man wird nicht darauf vertrauen – da gebe ich Rainer Baake recht –, dass die bestehenden Teilmärkte des Systems das automatisch mit erledigen.

Deswegen bin ich auch sehr skeptisch, was den Vorschlag des VKU anbelangt, die Leistung, die wir benötigen, nachfragegetrieben bereitzustellen. Das ist ein charmanter Gedanke, sehr wettbewerbsfähig, marktwirtschaftlich und toll. Wenn es funktioniert, hat das immer Priorität. Ich glaube nicht, dass es funktioniert; denn etwas mit dem Charakter eines öffentlichen Gutes kann nicht allein durch Märkte bereitgestellt werden. In dem System einer dezentralen Leistungsnachfrage braucht man immer auch jemanden, der sich das anschaut und sagt: Ich kontrolliere, ob das ausreicht, und wenn es nicht ausreicht, habe ich ein Maßnahmenbündel, das es mir ermöglicht, dieses Gut bereitzustellen. – Insofern war der Ansatz sicherlich originell, aber er wird nicht tragen. Es wird eine öffentliche Aufgabe sein, dafür zu sorgen, dass dieses Gut bereitgestellt wird. Das würde man im Zweifel auch immer über öffentliche Ausschreibungen machen müssen. Aber das geht zu sehr in die Details der Kapazitätsmechanismen. – So weit die Ergänzungen.

Vielen Dank.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Vielen Dank für den Vortrag. – Herr Dr. Mittrücker.

Herr Abg. Dr. Mittrücker: Herr Prof. Leprich, ein Satz ist bei mir hängen geblieben: Sie haben gesagt, wir sollten die Energiewende primär national denken. Solange das Ausland nicht mitmachen

kann oder nicht mitmachen will, ist diese Aussage mit Sicherheit richtig. Von dieser Aussage müssen wir aber abrücken, wenn die flexibel werden. Gleichwohl sieht es zurzeit so aus, dass sie nicht flexibel sind. Deswegen müssen wir Ihren Satz stärker beachten, als wir es eigentlich wollen.

Jetzt meine Frage: Die Aufforderung, die Energiewende national zu denken, ist bundesweit angelegt. Wir sind jetzt aber im Land Rheinland-Pfalz. Ich denke, wenn wir im Land Rheinland-Pfalz unseren Beitrag dazu leisten wollen, dass die Energiewende funktioniert, müssen wir irgendwelche Dinge machen, die im Gesamtkonzept Bund zum Tragen kommen. In Rheinland-Pfalz gibt es das ambitionierte Ziel, es bis 2030 zu ermöglichen, zu 100 % regenerativ zu bilanzieren. Wenn wir dies als Grundlage nehmen, welche notwendigen Konsequenzen haben wir im Land Rheinland-Pfalz dann zu ziehen, damit wir in allen Bereichen, die genannt worden sind, von dem kleineren Bereich Regelenergie bis zur Grundlast, diese Möglichkeit 2030 bilanziell zu 100 % erreichen können?

Herr Prof. Dr. Leprich: Zunächst zum ersten Teil der Frage: Ich habe gesagt, man muss die Energiewende auch national zu Ende denken. Das ist nicht meine Priorität. Mir wäre sehr daran gelegen, dass man im Rahmen eines Pentilateralen Energieforums zu einer sehr viel stärkeren Kooperation kommt. Ich glaube nicht an einen Binnenmarkt von Portugal bis Finnland. Ich muss sagen, ich halte das im Stromsektor auch nicht für notwendig. Aber regionale Vernetzungen und regionale Teilsysteme wären extrem hilfreich. Gerade in der Situation, in der wir uns befinden, nämlich dass wir schon angefangen haben, das zu koordinieren, wäre es absolut mein Wunsch, dass es dazu kommt. Aber ich bin sehr pessimistisch und glaube nicht, dass man da in absehbarer Zeit Schritte in die richtige Richtung macht.

Was Rheinland-Pfalz anbelangt: Ich denke, man wird niemals anstreben können oder wollen, dass Rheinland-Pfalz autark wird, sondern man wird sich als Teil des nationalen Verbunds betrachten. Man wird schauen, welche grenzüberschreitenden Ausgleichseffekte es gibt, die auch sinnvoll sind. Ob Rheinland-Pfalz am Ende des Tages 80 %, 100 % oder 150 % Strom aus erneuerbaren Energien zum System beisteuert, wird für die Energiewende nicht entscheidend sein. Ich denke, erst einmal wird der Ausbau der erneuerbaren Energien durch die Möglichkeiten, die man hat, vorangetrieben. Da hat Rheinland-Pfalz deutlich mehr Möglichkeiten als andere Bundesländer. Das brauchen wir auch. Wenn wir in der Summe auf 100 % kommen wollen, müssen die Länder, die bessere Voraussetzungen haben, auch mehr beitragen.

Wie sich das dann im Gesamtsystem vernetzt, hängt natürlich auch davon ab, wie sich die Techniken weiter gestalten. Das heute schon abzuschätzen ist eigentlich nicht möglich; denn man kann beispielsweise keine Aussage dazu treffen, welchen Beitrag die Offshore-Windkraftanlagen leisten: Sind es 10 GW, oder sind es 50 GW? Was für einen Ausbau gibt es noch bei der Biomasse? Hört das auf, oder geht es noch deutlich weiter? Was ist mit den Onshore-Windkraftanlagen? Bleiben wir im Schnitt bei den Anlagen mit einer Leistung von 3 MW? Oder gibt es einen riesengroßen Schritt, und man kommt dazu, 6-MW-Anlagen zu bauen, was völlig andere Auswirkungen hätte?

Ich muss sagen, ich bin erst einmal mit der Perspektive zufrieden, dass wir in Deutschland in Richtung 50 % erneuerbare Energien steuern. Das ändert schon alles. Aber wenn ich mir das System in Richtung 100 % erneuerbare Energien ausmalen soll, muss ich sagen: Da gibt es noch zu viele technische Unwägbarkeiten. Daher überlasse ich dieses Feld den Kollegen vom Fraunhofer ISE in Freiburg oder den Kollegen vom Fraunhofer IWES in Kassel – wer auch immer –; die haben deutlich mehr technisches Know-how und auch mehr technische Fantasie als ich.

Herr Abg. Ramsauer: Eine Diskussion über die Autarkie des Landes Rheinland-Pfalz wäre sicherlich interessant, zumal wir nicht über vernünftige konventionelle Kraftwerkskapazitäten verfügen. Eine Lösung bestünde darin, dass wir uns um die erneuerbaren Energien kümmern, während das Saarland weiter seine Kohle verfeuert.

(Heiterkeit)

– Das war auch nicht ganz ernst gemeint. – Meine Frage ist eine andere: Wenn ich das richtig verstanden habe, präferieren Sie den Ausbau von Biomasse stark. Nun ist das nicht unumstritten. Glauben Sie, dass es da einen großen Markt gibt? – Bei Herrn Baake kam das überhaupt nicht vor. Er sagt, wir haben Windkraft und Fotovoltaik; alles andere hat sich leider nicht durchgesetzt. Glauben Sie, dass sich die Biomasse durchsetzen wird?

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Ich möchte ergänzend eine Frage stellen: Können Sie zwischen der Kapazität und der Laufzeit der Biomassekraftwerke differenzieren? Man könnte mit der gleichen Menge Biomasse eine hohe Kapazität in kurzer Zeit erreichen.

Herr Prof. Dr. Leprich: Es ist immer noch so, dass die Biomasse den größten Anteil an den erneuerbaren Energien hat, noch vor der Windenergie und der Fotovoltaik. Der Ausbau wird sehr moderat sein, wenn es überhaupt dazu kommt. Das sehe ich auch. Die Diskussion verläuft zurzeit eher so, dass man sagt: Finger weg von der Biomasse; das ist ein Schmuttelkind, das wollen wir nicht. – Meiner Ansicht nach ist man also dabei, das Kind mit dem Bade auszuschütten. Das wird sich auch wieder geben; denn es gibt gute Argumente dafür, eine Flexibilitätsoption Biomasse im System zu haben. Wir haben auch Flächen, auf denen Biomasse vernünftig bereitgestellt werden kann. Wir haben Reststoffe. Vom Potenzial her ist da also noch einiges zu holen. Aber es wird niemals diese steil ansteigenden Ausbauquoten geben wie bei der Windenergie und der Fotovoltaik. Es wird eine Beimischung sein: Je mehr Windkraft und Fotovoltaik ausgebaut sein werden, desto geringer wird der Anteil der Biomasse am Gesamtsystem sein. Aber er ist wichtig und notwendig, und wir können ihn gut gebrauchen.

Wir können ihn als Flexibilitätsoption gebrauchen. Das heißt, auch bei der Biomasse muss man sich in der Perspektive der Windkraft und der Fotovoltaik anpassen. Das macht man bei der Biomasse heute nicht. Heute höre ich landauf, landab: Das ist eigentlich ganz schlimm; das müssen wir abstellen. – Das finde ich überhaupt nicht. Das finde ich deswegen nicht schlimm, weil wir im Jahr 2013 sind und nicht im Jahr 2025. Das heißt, wir haben einen Bestand von Biomassekraftwerken, die heute Strich fahren und in dem Sinne Kraftwerke verdrängen, die das auch können. Das sind Braunkohlekraftwerke und Kernkraftwerke. Das heißt, jede Biogasanlage, die heute 6.000 Stunden fährt, verdrängt 1:1 fossilen und nuklearen Strom, und das ist auch gut so.

Das wird sich in Zukunft ändern, weil, wie wir gesehen haben, die Grundlast immer stärker über flexible Anlagen durchlöchert wird. Ich würde sagen, jede neue Biomasseanlage muss deutlich flexibilisiert werden. Es muss Anreize dafür geben, dass das gemacht wird. Für die Anlagenbetreiber muss sich das lohnen. Die Anlagen müssen diese Rolle übernehmen. Das ist eine neue und schwierige Rolle. Wir haben gerade für den Bundesverband Bioenergie ein Gutachten erstellt, in dem wir genau diese Rolle beschrieben haben. Das war deswegen schwierig, weil die Betreiber von Biomasseanlagen bisher so aufgetreten sind: Wir sind die Alleskönner; wir sind das Zentrum der Energiewende, weil wir alles können. – Sie aus dieser Rolle herauszuholen und ihnen zu sagen: „Ihr seid eine Beimischung; wir brauchen euch auch, aber es gibt andere Optionen, die sind zentraler im neuen System“, ist sehr schwierig. Ich muss gestehen, das ist noch ein sehr weiter Weg.

Ich vertrete diese Position: Es ist gut, dass wir die Biomasseanlagen haben, die es heute gibt. Die sollen so betrieben werden, dass es sich für sie lohnt. Wenn es im Einzelfall Möglichkeiten gibt, eine solche Anlage sehr kostengünstig zu flexibilisieren, sollte man das machen. Aber in der Regel ist das eher teurer, und dann sollte man es lieber nicht machen. Bei neuen Anlagen sollte man es grundsätzlich machen, und dafür sollte es auch Anreize geben. Ich würde ähnliche Anreize wie im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vorsehen; denn Biomasse bedeutet nun einmal Kraft-Wärme-Kopplung. Da haben wir schon die Anreize für den Wärmespeicherausbau, und es gibt keine Begrenzung der Jahre mehr. Früher stand drin, dass KWK-Anlagen innerhalb von vier Jahren 30.000 kWh erzeugen und das vergütet bekommen. Das ist das völlig falsche Signal. Sie werden weniger eingesetzt werden. Sie werden in Zukunft keine 6.000 Stunden mehr laufen. Als Flexibilitätsoption werden sie einen Beitrag leisten.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Vielen Dank. – Es gibt keine weiteren Fragen. Dann kommen wir zum nächsten Anzuhörenden: Herr Worch, Technischer Geschäftsführer der Stadtwerke Mainz Netze GmbH – Vorlage 16/2955. Ich will gar nicht vorgreifen, aber ich möchte darauf hinweisen, dass er wahrscheinlich eine andere Position zu den Nachtspeicheröfen einnehmen wird. Aber wir werden auch anderes hören.

Herr Worch, bitte schön.

Herr Michael Worch, Stadtwerke Mainz Netze GmbH

Herr Worch: Sehr geehrter Herr Vorsitzender, meine Damen und Herren! Vielen Dank für die Möglichkeit, hier vorzutragen. Ich werde nachher kurz auf diesen kleinen Punkt eingehen. Ich möchte Ihnen in einem kurzen, ergänzenden Vortrag eine Zusammenfassung meiner schriftlichen Ausarbeitung geben und Ihnen auch noch ein paar Bildchen zeigen.

(Herr Worch erläutert seinen Vortrag mithilfe einer Präsentation.)

Die Stadtwerke Mainz AG – das ist unsere Mutter; die Stadtwerke Mainz Netze GmbH ist die Tochtergesellschaft – ist mit ihren Unternehmensgruppen mittendrin in der Energiewende. Wir können nicht lange philosophieren, sondern wir müssen uns mit den aktuellen Rahmenbedingungen auseinandersetzen. Wir müssen das aufnehmen und umsetzen, was uns die Regulierung vorgibt. Wir sind für die Versorgungssicherheit eines großen Bereichs zuständig. Wir müssen aber auch in die Zukunft schauen. Das heißt, wir müssen uns positionieren, um auch in Zukunft unseren Aufgaben nachkommen zu können.

Wir sind verantwortlich für den Stromnetzbetrieb in Hoch-, Mittel- und Niederspannung in Mainz und Rheinhessen, aber auch im Hessischen. Mittlerweile sind wir in der regenerativen Erzeugung – durch Sonne und Wind – sehr stark engagiert, vor allem vor Ort. In Mainz betreiben wir versorgungssichernde Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung: Gaskraftwerke auf der Ingelheimer Aue. Wir waren dabei, einen Fernwärmespeicher zu projektieren. Das Ganze ist zurückgestellt; ich komme nachher noch darauf zu sprechen. Wir haben dieses Jahr einen E-Heizer für das Fernwärmenetz realisiert; das werde ich auch noch erläutern. Wir sind an der Bereitstellung von Regelenergie beteiligt. Wir steuern sie aber auch als Dienstleister im Auftrag von Dritten. Zum Beispiel wird dieser E-Heizer im Augenblick als negative Regelenergie eingesetzt.

Wir sind dabei, in Heimbach, Rheinland-Pfalz, ein Pumpspeicherkraftwerk zu entwickeln. In Mainz sind wir gerade dabei, eine Power-to-Gas-Anlage mit einer Kapazität von mehreren Megawatt zu entwickeln. Das ist ein Forschungsprojekt, das gefördert wird. Der Hintergrund ist zunächst einmal die Bereitstellung von Regelenergie, aber es geht auch um die Langzeitspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien. In dieser Region haben wir schon mehrfach dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen realisiert. Aufgrund der generellen Verunsicherung am Markt können wir aber bei den Kunden im Augenblick nichts mehr platzieren. Außerdem sind wir in der Elektromobilität engagiert. Insbesondere planen wir, wenn es denn die Landeszuschüsse gibt, den Bau der Mainzelbahn auf den Lerchenberg. Ich denke, auch das ist ein Beitrag zur Energiewende.

Ganz kurz zu unserem Stromnetzgebiet: Wir versorgen nicht nur das Stadtgebiet von Mainz, sondern auch Teile des Landkreises Groß-Gerau. Unser Versorgungsgebiet reicht bis Darmstadt. So sah es am Tag der maximalen EEG-Einspeisung in unserem Netzgebiet im Juli 2013 aus: In einem großstädtischen Versorgungsnetz gehen die erneuerbaren Energien derzeit wirklich unter; denn außer der Fotovoltaik und einem bisschen Biomasse haben wir da nichts. Das heißt, die Residuallast entspricht nahezu der vollen Netzlast, die abzudecken ist. Am Höchstlasttag hatten wir in unserem Netzgebiet eine Höchstlast von 480 MW. Lediglich 4 MW wurden über erneuerbare Energien bereitgestellt; der Rest musste durch versorgungssichernde Kraftwerke abgedeckt werden. So ist es auch bei der Minimallast: Wenn man der Minimallast die Maximallast der EEG-Anlagen gegenüberstellt, stellt man fest, dass auch dann noch das meiste konventionell abzudecken ist.

Zu den Summen für die Sonnenstromerzeugung und die Windstromerzeugung in Deutschland im Jahr 2012: Das Minimum lag bei 356 MW; das war also – auf gut Deutsch – nichts. Das Maximum lag bei 29 GW; das entsprach etwa 48 % der damals in Windenergie- und Fotovoltaikanlagen installierten Leistung. Am Höchstlasttag im Jahr 2012 in Deutschland lag das Maximum bei 84 GW. In Frankreich wurde die Höchstlast zeitgleich erreicht. Der Beitrag der erneuerbaren Energien – Wind und Sonne – betrug damals 2 GW. Die Lücke musste man mithilfe von versorgungssichernden Kraftwerken schließen.

Zusammengefasst können wir zur Residuallast aus unserer Sicht Folgendes sagen: Großstädtische Lastschwerpunkte, wie Mainz, können noch für lange Zeit Leistung aufnehmen, ohne dass wir gravierende Netzinvestitionen tätigen müssen. Das spricht aus meiner Sicht – um das Ganze einmal volkswirtschaftlich zu betrachten – für eine lastnahe Dezentralität der Erzeugung, die aufgrund der zentra-

len Erzeugung in Offshore-Technik etwas verloren gegangen ist. Ich denke, wenn man uns Netzbetreiber daran beteiligt, können durchaus einige Kosten eingespart werden.

Ein weiteres Fazit ist: In vielen Zeitintervallen entspricht die Residuallast – nicht nur in unserem Netzgebiet, sondern in ganz Deutschland – immer noch nahezu der Netzlast. Das heißt, man braucht auch in Zukunft unbedingt versorgungssichernde, regelbare Kraftwerke oder eben Langzeitspeicher. Eine abnehmende globale Residualmenge – unsere interne Menge ist zunächst gar nicht interessant für die Geschichte, sondern die Übertragungsnetzbetreiber haben das erst einmal im Fokus – verschlechtert systematisch die Wirtschaftlichkeit der versorgungssichernden Kraftwerke. Die Fixkosten bleiben gleich, und wenn sie nicht mehr laufen – das wurde vorhin schon von Herrn Baake geschildert –, fehlt einfach die Möglichkeit, das Ganze zu refinanzieren. Irgendwann kommt der Punkt, an dem es im Hinblick auf die Netzstabilität wirklich kritisch wird, für die der Übertragungsnetzbetreiber zunächst einmal – unterstützt durch uns – verantwortlich ist. Die Stadtwerke Mainz-Gruppe würde hier gern ein neues Gaskraftwerk bauen, aber die derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geben das absolut nicht her.

Ganz bemerkenswert ist aus meiner Sicht – da will ich die Hinweise von Herrn Kreifels aufgreifen –, dass das Ganze mittlerweile auch Rückwirkungen auf die Fernwärmeversorgung hat. In Mainz wird die Fernwärme in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Das Kraftwerk läuft augenblicklich noch viele Tausend Stunden im Jahr. Es gibt jetzt Planzahlen, wonach ein solches Kraftwerk in Zukunft deutlich unter 2.000 Stunden laufen wird. Wo kommt dann die Fernwärme her? – Das heißt, wir müssen uns irgendetwas ausdenken, wie wir in Zukunft diese Lücke schließen. Dazu wurde in einem ersten Pilotprojekt ein E-Heizer gebaut.

Man kann davon ausgehen, dass es irgendwann Zeiten gibt, in denen in Rheinland-Pfalz Windenergie im Überschuss zur Verfügung steht. Dann könnten wir – auch wenn es nicht jeder als optimale Ausnutzung der Windenergie sieht – das umsetzen, anstatt sie abzuregeln. Wir planen auch einen Wärmespeicher. Dann könnten wir die Wärme mehrere Tage oder zumindest viele Stunden lang speichern. Damit könnten wir die Wärme für eine Großstadt bereitstellen, ohne CO₂ zu verbrauchen. Alternativ müssten wir mit Gas Heißwasser kochen. Ich denke, das kann nicht die Lösung sein. Natürlich müsste das zu adäquaten Konditionen eingespeichert werden können. Das heißt, wenn man darauf EEG und volle Netzentgelte zahlen müsste, würde sich das niemals wirtschaftlich darstellen lassen. Aber ein Aspekt ist eben – das wurde vorhin auch gesagt –, dass Wärme und Strom irgendwo zusammenhängen.

Eine kurze Anmerkung zur Speicherheizung: Ich würde nicht vorschlagen, in großem Stil neue Speicherheizungen zu bauen. Aber das ist ein Speicher, der vorhanden und bezahlt ist – das heißt, es entstehen keine volkswirtschaftlichen Zusatzkosten –, um überschüssigen Strom speichern zu können. Die Politik hat darauf reagiert. Insofern kann der Ansatz, den ich hineingeschrieben habe – das war im März dieses Jahres – nicht so ganz falsch gewesen sein. Bei allem, was wir hier machen wollen – das gilt sowohl für ein Pumpspeicherkraftwerk als auch für ein Gaswerk –, ist entscheidend, dass es eine langfristige wirtschaftliche Planungssicherheit gibt. Man braucht auch, wie schon erwähnt, Anreize über den Leistungspreis.

Was die Regelenergie betrifft, kann ich bestätigen: Hierfür sind zunächst einmal die Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Wir können aktuell gar keinen Beitrag dazu leisten, außer dass wir eigene Anlagen bauen, die wir dann an die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten. Das wird derzeit mit dem E-Heizer erfolgreich durchgeführt. Die Investitionskosten bei dem Projekt Pumpspeicherkraftwerk Heimbach bewegen sich in einer Größenordnung von mehreren Hundert Millionen Euro. Deswegen hat es mich erstaunt, was ich im Zusammenhang mit den Stadtwerken Trier gehört habe. Man will dieses Projekt bei uns bis zur Planungsreife vorantreiben, in der Hoffnung, dass es irgendwann wieder wirtschaftliche Rahmenbedingungen gibt, um so etwas betreiben zu können. Aber da brauchen auch wir Planungssicherheit.

Zusammengefasst möchte ich noch einmal sagen: Die Stadtwerke Mainz als Energieversorger stellen sich der Energiewende in Rheinland-Pfalz. Wir haben verschiedene aktuelle Erfahrungen. Für versorgungssichernde, regelbare Kraftwerks- und Speicherleistungsbereitstellungen brauchen wir einfach klare und gute Rahmenbedingungen.

Insofern unterstützen wir das Modell, das der VKU vorgeschlagen hat. Das war das erste Modell, bei dem es um ein neues Energiemarktdesign ging. Ob es in allen Punkten optimal ist, kann ich jetzt auch nicht sagen, aber ich denke, es muss dringend etwas passieren, damit die Energiewende wirklich vorankommt.

Vielen Dank.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Vielen Dank. – Wir werden nachher eine Anhörung zum Strommarktdesign beschließen. Sie wird Ende dieses Jahres stattfinden. Das heißt, die Diskussion wird dann noch einmal aktuell. Die Diskussion über das Strommarktdesign können wir also beim nächsten Mal führen.

Ich habe eine Frage zu dem E-Heizer für die Fernwärme. Das machen jetzt viele Kraftwerke. In Mannheim zum Beispiel werden große Wärmespeicher gebaut, allerdings über das Kohlekraftwerk. Wie ist denn der Wirkungsgrad bei Ihrer Anlage? Können Sie das sagen?

Herr Worch: Bezogen auf den Strom recht hoch. Die Netzverluste sind bei unserem Netz recht klein. In einem Kraftwerk konventionell Strom zu produzieren, um ihn hinterher umzuwandeln, ist aber nicht das, was man auf Dauer anstrebt. Aber wenn man nun einmal den durch die Windkraft- und durch die Fotovoltaikanlagen erzeugten Strom hat, wird das eine der ersten Möglichkeiten sein – das wurde vorhin dargestellt –; Energie zu speichern, ohne sie abzuregeln.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Sind denn im Moment – eventuell in diesem oder im nächsten Jahr – Überproduktionen in Rheinland-Pfalz zu erwarten? In Rheinland-Pfalz braucht normalerweise nicht abgeschaltet werden. Aber Sie haben Produktionsmengen, die Sie erwarten lassen, dass Sie auch in der Region den entsprechenden Windstrom haben.

Herr Worch: Zumindest in unserem Netzbereich muss definitiv nicht abgeschaltet werden. Aber deutschlandweit gibt es eine massive Überproduktion, und man bekommt teilweise Geld, wenn man Strom verbraucht.

Frau Abg. Mohr: Auch ich habe eine Frage zum Fernwärmenetz. Das Problem ist, dass die Fernwärme in der Regel in den Übergangsjahreszeiten und im Winter gebraucht wird. Im Sommer gibt es kaum einen Verbrauch, außer vielleicht bei der Industrie. Welcher Speicherraum stünde Ihnen denn in Ihrem Fernwärmenetz per se – wenn man den Endanschluss kappt – zur Verfügung?

Herr Worch: Im Netz selbst?

Frau Abg. Mohr: Im Netz selbst: wenn man das Netz selbst als Speicher nimmt.

Herr Worch: Natürlich gibt es eine gewisse Trägheit. Man kann das Netz sicherlich eine Zeit lang ohne neue Wärmezufuhr fahren, aber es kühlt dann doch relativ schnell aus. Man muss regelmäßig Wärme nachschieben.

Frau Abg. Mohr: Aber wie wäre es, wenn man erneuerbare Energien im Überfluss hätte und das als Wärmespeicher nutzen würde, ohne einen neuen Wärmespeicher in irgendeiner Form zu bauen? Wir haben in Rheinland-Pfalz ein wirklich ausgeprägtes Pipelinesystem – es stammt noch aus den Zeiten des Kalten Krieges –, das nicht mehr genutzt wird. Ich denke, da liegen Speicherressourcen, die man in irgendeiner Form anzapfen könnte.

Herr Worch: Ich bin kein Fernwärmeexperte. Ich denke, wir reden bei diesem Röhrennetz bei einer entsprechenden Abnahme von einer Zeitdauer im Stundenbereich. Wir hatten dagegen einen großen Tank von 30 m Höhe und 12 m Durchmesser geplant.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Vielen Dank für den Vortrag. – Es liegen keine weiteren Fragen vor. Wir kommen zum letzten Anzuhörenden für heute: Herr Bantle vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.

Herr Christian Bantle, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin

Herr Bantle: Sehr geehrter Herr Vorsitzender, sehr geehrter Herr Staatssekretär, sehr geehrte Abgeordnete! Ich bedanke mich ebenfalls für die Möglichkeit, hier vorzutragen. Eine schriftliche Stellungnahme gibt es von uns bislang leider nicht, da wir die Unterlagen erst am Freitag erhalten haben. Aber ich denke, auch der mündliche Vortrag wird neue Aspekte und Informationen enthalten. Ich komme mir ein bisschen vor wie im Neuen Testament: Ich könnte das Evangelium jetzt in der fünften Fassung erzählen. Trotzdem hoffe ich, dass es noch den einen oder anderen neuen Aspekt gibt. Das ist eben das Leid des Letzten. Dafür werde ich mich kurz fassen. Sie haben ein Handout mit Folien vor sich liegen. Darauf werde ich aber nicht eingehen. Ich denke, das Wesen der Grundlast und das Wesen der Residuallast haben wir zur Genüge besprochen.

Es ist klar, schnell regelbare, hochflexible Kraftwerke sind eine Notwendigkeit in der zukünftigen Stromversorgung. Wie Herr Leprich meine ich, dass die erneuerbaren Energien dazugehören und dass in der Zukunft auch die Biogasanlagen ein Potenzial haben. Im EEG ist das durch den Flexibilitätsbonus schon angelegt. Ob das ausreichend ist, lasse ich dahingestellt. Es gibt hier schon die ersten Überlegungen. Natürlich sind für die Lastdeckung in wind- und sonnenschwachen Zeiten auch hinreichend hohe Back-up-Kapazitäten notwendig.

Für uns ist es wichtig, dass die Energiewende gelingen kann, indem erneuerbare Energien und Back-up-Kapazitäten – konventionelle oder regelbare Kapazitäten – als Partner gesehen werden, die sich in dem zukünftigen System gegenseitig ergänzen. Natürlich müssen, wie schon angesprochen wurde, die zusätzlichen Kapazitäten im System – sprich: Speicherlösungen – genutzt werden. Das sind das Demand-Side-Management, die Nutzung grenzüberschreitender Optionen – Import und Export – und nicht zuletzt auch die Energieeffizienz, die entwickelt werden muss; denn durch jede nicht verbrauchte Kilowattstunde löst sich ein Teil des Problems mit der Residuallast von alleine. Zu guter Letzt – das haben die Vorredner ebenfalls angesprochen – muss der Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau koordiniert und synchronisiert werden. Hier liegen kostengünstige Potenziale des Ausgleichs. – So viel zu den normativen Vorstellungen, wie man die Probleme in Zukunft idealerweise löst.

Die Realität sieht für mich an der einen oder anderen Stelle im Moment doch noch etwas anders aus. Ich nenne vier Punkte dazu:

Punkt 1: hinreichende Back-up-Kapazitäten. Wir haben derzeit eine Diskussion, in der es heißt, dass wir bis 2015 noch einen starken Zubau an konventioneller, gesicherter Leistung haben werden. Das ist richtig. All das sind Anlagen, die ungefähr 2006 bis 2008 geplant wurden und jetzt noch ans Netz gehen. Trotzdem sind wir der Auffassung, dass wir mit dem Kernenergieausstieg, mit der Umsetzung der IED-Richtlinie und damit einer Verschärfung der Emissionsgrenzwerte sowie einfach altersbedingt ab 2015 zunehmend einen Verlust an gesicherter Leistung in Deutschland haben werden, für die zumindest in Teilen ein Ersatzbedarf bestehen wird. Im Moment aber – das ist auch schon mehrmals angesprochen worden – sind die Investitionsbedingungen für Kraftwerksbetreiber nicht so günstig, dass sie bauen, um diesen Ersatzbedarf zu decken.

Dafür sind drei Gründe maßgeblich. Der eine Grund ist, dass, wie Herr Baake ausführte, erneuerbare Energien mit einem Grenzkostenpreis von null in den Markt gehen und damit im Moment hauptsächlich Gaskraftwerke, aber auch schon Steinkohlekraftwerke teilweise aus dem Markt verdrängen. Das ist nicht als Vorwurf an diejenigen zu verstehen, die Erneuerbare-Energien-Anlagen betreiben, sondern das ist die Marktlogik – die Realität. Das Ganze ist unter der Bezeichnung „Merit-Order-Effekt“ bekannt. Aber es wäre falsch, allein hierin die Ursache dafür zu suchen, dass Gaskraftwerke aus dem Markt gedrängt werden.

Punkt 2: die derzeitige Preisentwicklung bei den Brennstoffkosten, insbesondere bei Steinkohle und Erdgas. Bei der Steinkohle ist in den letzten drei Jahren eher ein rückläufiger Preis zu verzeichnen, beim Erdgas dagegen ein stark ansteigender. Das hatte natürlich zur Folge, dass Gaskraftwerke – auch hochmoderne, hochflexible Erdgaskraftwerke – ihren Kostenvorteil gegenüber der Steinkohle, selbst gegenüber alten Steinkohlekraftwerken, verloren haben.

Punkt 3: CO₂-Preise. In den letzten Monaten lagen sie im Durchschnitt zwischen 4 und 5 Euro die Tonne. Gaskraftwerke emittieren weniger als die Hälfte der Menge an CO₂, die ein Steinkohlekraft-

werk emittiert, und haben dadurch einen relativen Kostenvorteil, den sie aber im Moment einfach nicht ausspielen können. Das ist sicherlich ein Argument. Aber ich möchte die Erwartungen da ein bisschen schmälern: Selbst ein CO₂-Preis von 20 bis 30 Euro die Tonne würde die derzeitige Kostendifferenz mitnichten auflösen und die Gaskraftwerke nicht wieder konkurrenzfähiger gegenüber den Steinkohlekraftwerken machen. Aber es ist ein Punkt, der ökonomisch mit hineinspielt. Im Detail können Sie das in der kommentierten Liste der aktuellen Planungen der Kraftwerke des BDEW nachlesen.

Kurzfristig werden wir zwar noch Überschusskapazitäten an gesicherter Leistung haben; mittelfristig gehen wir aber davon aus, dass es nicht ausreichen wird, was an gesicherter Leistung vorhanden ist. Das Marktdesign ist schon mehrfach angesprochen worden. Auch der BDEW schlägt vor, als Übergangslösung kurzfristig eine strategische Reserve einzurichten. Das hat den Charme, dass kein Eingriff in den bisherigen Strommarkt notwendig wird. Sie kann sozusagen an den Strommarkt angeflanscht und bei Nichtbedarf jederzeit aufgelöst werden. Das ist eine schnelle Lösung, aber – ich betone – eine vorübergehende. Es ist eine kostengünstige Lösung, um Notsituationen zu verhindern. Die Politik wird einen Blackout nicht zulassen. Das wäre aber ein kostengünstiges Instrument, um schnell eine Lösung zu finden.

Mittelfristig brauchen wir natürlich ein neues Marktdesign; das ist schon angeklungen. Hier sehen wir das Gleiche: Es muss einen Leistungsmarkt geben, der die Trennung von Arbeit und Vergütung und die Bepreisung von Leistung gewährleistet. Dieser Leistungsmarkt sollte aus unserer Sicht dezentral organisiert und technologieoffen sein, was die Erzeugungsarten, aber auch die Speicherlösungen angeht: Lastmanagementoptionen, die integrierbar sein müssen. Er sollte diskriminierungsfrei sein und – das ist ebenfalls schon angeklungen – die Option bieten, ihn europaweit zu erweitern. Wichtig ist vor allem, dass dieser Leistungsmarkt keine weiteren ordnungspolitischen Ziele verfolgt, sondern ausschließlich dem Ziel der Bereitstellung von gesicherter Leistung dient. Der BDEW wird in Kürze einen Vorschlag hierzu unterbreiten.

Ich möchte hier etwas ergänzen, was Herr Baake gesagt hat: Er sagte, das sei nicht teuer. Das sehe ich an der Stelle genauso. Mir ist der Punkt wichtig, dass ein Leistungsmarkt kein additiver Kostenblock in diesem Spiel ist. Es wird also kein Markt geschaffen, an dem man zusätzlich für etwas bezahlen muss, sondern für Kraftwerke, die eine gesicherte Leistung bereitstellen können, gibt es eben zwei Erlösbestandteile: die Kilowattstunde und die Bereitstellung von Leistung. Deswegen wird sich deren Kostenkalkulation verändern. Das heißt, man hat hier keinen additiven Kostenblock, sondern eine Wechselbeziehung zwischen Bepreisung von elektrischer Arbeit und Bepreisung von elektrischer Leistung.

Zur zukünftigen Rolle der erneuerbaren Energien: Wir haben gesehen, dass wir Überschussituationen erleben werden. Bislang kommt es nur in sehr geringem Umfang zu der Situation, dass erneuerbare Energien die Systemverantwortung übernehmen. Deshalb glauben wir, dass die erneuerbaren Energien stärker in den Markt integriert werden müssen und dass sie sich dadurch stärker am tatsächlichen Strombedarf der Verbraucher orientieren werden. Das könnte man beispielsweise durch eine obligatorische Direktvermarktung für Neuanlagen erreichen. Gleichzeitig muss in einem solchen Markt sichergestellt sein, dass der Mehrwert der erneuerbaren Energien, nämlich ihre grüne Eigenschaft, zur Geltung kommt und in der ganzen Systematik dementsprechend berücksichtigt wird. Ich denke, wenn wir ein System haben, in dem erneuerbare Energien die Stromversorgung dominieren, müssen diese auch Systemdienstleistungen bereitstellen können, beispielsweise die Bereitstellung von Blindleistungen und die Schwarzstartfähigkeit.

Zur Regelenergie wurde auch viel gesagt. Ich würde genauso wie Herr Kreifels vermuten – er hat zwar keinen statistischen Beleg gefunden –, dass Windkraft und Fotovoltaik den Regelenergiebedarf erhöhen. Das kann man in der ersten Ableitung sagen. Ich glaube aber, wichtig ist hier, dass die Stromerzeugung aus Windkraft und Fotovoltaik nicht allein dafür verantwortlich ist, dass mehr Regelleistung notwendig ist. Es ist schon angeklungen: Regelleistung entsteht bei der Abweichung von Prognose und Isterzeugung oder Istverbrauch, je nachdem von welcher Seite man es betrachtet.

Ich glaube auch, dass es hier noch Möglichkeiten gibt, um die Prognosegenauigkeit für erneuerbare Energien zu verbessern, sei es durch eine breitere Onlineerfassung von EEG-Anlagen, um Prognosemodelle daran zu schärfen, durch die Modellierung zusätzlicher Effekte, zum Beispiel Schneebedeckung bei Fotovoltaikanlagen, Nebel und Wolkenbildung, oder durch die Verbesserung

von Kurzfristprognosen bei Biomasse und Wasserkraft. Je enger die Prognose an der Isterzeugung liegt, umso weniger Regelleistung braucht man hinterher am Markt.

Es gibt für mich, die Optimierung der Regelenergie betreffend, an der Stelle einen weiteren Aspekt, der bisher nicht aufgetaucht ist: der Stromhandel. In der Regel werden auf dem Strommarkt Stundenprodukte gehandelt. Im Zusammenhang mit der Fotovoltaik haben wir diese schönen Kurven gesehen: Morgens gehen sie schräg hoch. Wenn man Fotovoltaik oder auch Windenergie vermarktet, die einen schrägen Lastgradienten haben, kann man im Stundenraster also immer nur eine Treppe vermarkten. Das heißt, für diese Stunde kann man immer einen Mittelwert der verfügbaren Leistung vermarkten. Wenn man morgens von 9 Uhr bis 10 Uhr anbietet, wird man von 9 Uhr bis 9:30 Uhr seinen Bilanzkreis mit Fotovoltaikanlagen unterspeisen – das bedeutet, man wird Regelleistungsbedarf verursachen –, und von 9:30 Uhr bis 10 Uhr wird man überspeisen, das heißt einen negativen Regelleistungsbedarf verursachen.

Seit etwa zwei Jahren kann man am Spotmarkt auch Viertelstundenprodukte handeln. Ich denke, das ist eine Möglichkeit, näher an die Erzeugung heranzukommen. Dieser Markt ist im Moment leider wenig liquide. Wenn die Vertriebe, die morgens auch einen Anstieg haben, das stärker nutzen würden, hätte man das Gegenstück, um auf dieses Angebot hin die entsprechende Nachfrage zu schaffen. Ein Hemmnis ist hier, dass man diese Viertelstundenprodukte nur ab drei Stunden vor der Erfüllung handeln kann. Das bedeutet, dass man eine Handelsabteilung haben muss, die rund um die Uhr besetzt ist und somit Kosten- und Personalaufwand verursacht. Für viele Vertriebe lohnt sich das derzeit nicht. Aber ich könnte mir vorstellen, dass eine Ausweitung des Viertelstundenhandels – vielleicht auch auf den Day-ahead-Handel – eine Optimierung ermöglicht, die den Regelleistungsbedarf minimiert.

Nun komme ich zu dem letzten Punkt: Regionalität. Es ist sehr verständlich, dass Landesregierungen eigene Energieziele verfolgen. Ich denke auch, dass das in Bezug auf die installierte Leistung von erneuerbaren Energien gut, richtig und sinnvoll ist. In der Gesamtsicht auf das System aber, die Versorgungssicherheit betreffend, halte ich es für keine Lösung, auf die Regionalisierung zu setzen. Rheinland-Pfalz mit seiner Lage zwischen Nordrhein-Westfalen und dem Rhein-Main-Gebiet und den dortigen großen Erzeugungsstandorten ist in der Historie ein gutes Beispiel. Wenn man es bilanziell betrachtet, stellt man fest, dass Rheinland-Pfalz derzeit gut ein Drittel seines Strombedarfs selbst deckt. Ich glaube aber, die Residuallastdiskussion – Standorte in Mainz und ein paar in Ludwigshafen, die hauptsächlich von BASF genutzt werden – hat jedem klagemacht, dass das nicht genügt, um eine Autarkie zu erreichen, sodass man an einem Winterabend bei schwachem Wind und wenig Sonne seinen Strombedarf selbst decken kann.

Ich glaube auch nicht, dass es der politische Wille sein kann, hier konventionelle Kapazitäten zuzubauen. Ich finde es aber auch nicht dramatisch. Die Stromversorgung war schon immer ein System des überregionalen Ausgleichs. Deutschland und die Alpenländer, das europäische Verbundnetz oder auch die Kopplung der zentralwesteuropäischen Märkte sind aktuelle Beispiele. Wir sehen es so, dass es für die Energiewende gleichermaßen gilt. Die Energiewende bedeutet den Ausbau erneuerbarer Energien in der Dezentralität und in den Regionen, aber sie bedeutet auch, dass dieser Ausbau synchronisiert mit dem Ausbau von lokalen Netzinfrastrukturen und überregionalen Transportnetzen erfolgen muss. Zudem sollte der Ausbau kosteneffizient und damit länderübergreifend koordiniert werden. Beides erfordert ein Gesamtkonzept aus einem Guss. Für mich bedeutet das deshalb eine Koordinierung über die Bundesländer hinaus.

Die Akzeptanz durch die Bevölkerung ist ein zentrales Element. Wenn die Bevölkerung sieht, dass die Kosten aus dem Ruder laufen, ist die Akzeptanz sehr gefährdet. Dabei kenne ich wenige Projekte, die einen Konsens wie dieses erfahren haben.

Der langen Rede kurzer Sinn: 16 voneinander unabhängige Energiekonzepte plus ein Energiekonzept der Bundesregierung mögen vielleicht effektiv sein, effizient ist dies aus unserer Sicht jedoch nicht. Hier ist eine Koordinierung möglich, aber im Rahmen der Energieautarkie. Einige Länder verfolgen, zumindest bilanziell, eigene Ziele.

Ich denke, ich konnte in den Ausführungen etwas herausarbeiten. Ich danke Ihnen für die Aufmerksamkeit. Für Fragen stehe ich gern zur Verfügung.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Herzlichen Dank. – Wenn man sich anschaut, was Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz in diesem halben Jahr gemeinsam an Windkraft ausgebaut haben, kommt man auf eine ganz gute Zahl. Baden-Württemberg hat nämlich null ausgebaut, und deswegen ist es, bilanziell gesehen, sinnvoll, dass Rheinland-Pfalz im Moment vorne liegt.

Ich möchte Sie fragen, ob schon bekannt ist, wann das Strommarktdesign vom BDEW veröffentlicht wird. Sie haben gesagt, das werde in Bälde – nach der Bundestagswahl, nehme ich an – zur Verfügung stehen.

Herr Bantle: Ein konkretes Datum kenne ich nicht, weil ich an diesen Prozessen nicht direkt beteiligt bin. Es wird auf jeden Fall noch in diesem Monat innerhalb des Hauses endbesprochen. Ich vermute, dass es in den nächsten vier bis sechs Wochen veröffentlicht wird. Auf jeden Fall wird es im Laufe des Herbstes kommen. Einen konkreten Termin kann ich leider nicht nennen.

Herr Abg. Dr. Mittrücker: Herr Bantle, vielen Dank für die Ausführungen. Sie haben gesagt, wir brauchen genügend Back-up-Kapazitäten, insbesondere dann, wenn wir die erneuerbaren Energien ausbauen. Parallel dazu haben Sie skizziert, dass zurzeit bundesweit einige Kraftwerke gebaut werden, die früher geplant worden sind. Als Enddatum haben Sie das Jahr 2015 genannt. Wir wissen, wenn wir zubauen, haben wir mehr Leistung zur Verfügung. Aber wir wissen auch, dass wir die Atomkraftwerke bis 2022 sukzessive abschalten. Das heißt, dann müssen wir aus den verfügbaren Leistungen die Leistungen derjenigen herausrechnen, die nicht mehr am Netz sind. Im Anschluss daran haben Sie den Satz formuliert: Wir brauchen hinreichend viel Ersatz.

Der Zusammenhang zwischen dem Zubau auf der einen Seite und dem Herausnehmen auf der anderen Seite ist relativ komplex. Die residuale Last muss zu 25 % pro Kilowatt zugebauter Windkraft gesichert sein. Haben Sie berechnen können, wie Ihr Ersatzbedarf zu quantifizieren ist? Wenn Sie bei dem Ersatzbedarf all die Punkte mit beachten, die ich zu skizzieren versucht habe, was bleibt dann noch übrig?

Herr Bantle: Quantifizieren kann ich den nicht. Der Zeitpunkt des Kernenergieausstiegs ist klar; den kann man auf den Tag genau berechnen. Das ist kein Problem. Wenn ich mir anschau, welche Kraftwerke aus dem Markt gehen werden – IED-Richtlinie –, stelle ich ebenfalls fest, ich kann ganz gute Abschätzungen vornehmen; denn es ist jetzt schon klar, wer das beantragt hat und wer nicht. Das heißt, auch hier kann ich sagen, was rausgeht.

Dann fängt es an, schwierig zu werden, zum Beispiel bei den altersbedingten Stilllegungen von Kraftwerken, die rein aufgrund von ökonomischen Faktoren vorgenommen werden. Dazu müsste ich erst einmal abschätzen, wie sich die Brennstoffkosten, die Strompreise usw. entwickeln. Hier habe ich plötzlich eine Bandbreite von mehreren Gigawatt Leistung, von denen ich nicht weiß, ob es sie 2022 noch gibt.

Dabei habe ich nur die Entsorgungsseite genannt. Nun muss ich mir noch die Lastseite anschauen. Sie sprachen vorhin von 1,5 % Verbrauchsminderung pro Jahr. Das kann man in der Jahressumme so unterstellen. Ich kenne aber wenige Untersuchungen darüber – Herr Kreifels weiß das vielleicht besser –, was 1,5 % weniger Stromverbrauch für die Jahreshöchstlast bedeuten: Hat man da auch 1,5 weniger, oder hat man da möglicherweise das Gleiche? – Ich weiß nicht, was ich da für Effekte habe. Das heißt, hier spielen so viele Unwägbarkeiten hinein, dass ich mir nicht zutraue, abzuschätzen, wie hoch der konventionelle Leistungsbedarf 2020 oder 2030 sein wird. Wir haben eine Studie in Auftrag gegeben, die Consentec durchgeführt. Sie haben ermittelt, dass der konventionelle Leistungsbedarf in etwa auf dem heutigen Niveau bleiben wird. Ich kann aber nicht im Detail sagen, welche Annahmen dahinterstehen.

Herr Prof. Dr. Leprich: Ich möchte die Gelegenheit nutzen, um eine Frage zu stellen. Sie haben kurz angedeutet, Sie könnten sich vorstellen, dass die Vertriebe etwas weiter gehende Aufgaben bei der Integration der erneuerbaren Energien übernehmen. Höre ich da eine gewisse Sympathie für den Vorschlag der Echtzeitwälzung heraus?

Herr Bantle: Nein, das war an dieser Stelle die reine Überlegung eines Energieökonomen. Wir haben bei den Viertelstundenprodukten ein gleichgerichtetes Angebot der Fotovoltaikanbieter: Sie alle bieten morgens eine Viertelstunde Überschuss an. Der Markt ist im Moment nicht liquide. Dieses Angebot

6. Sitzung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ am 11.09.2013
– Öffentliche Sitzung –

trifft auf keine Nachfrage. Ich habe mir einfach überlegt, dass auch der Vertrieb morgens den Lastanstieg hat. Der beschafft auch nur eine Stundentreppe. Das heißt, der hat genau in der halben Stunde, in der der Fotovoltaikanbieter zu wenig hat, zu viel. In der halben Stunde danach ist es genau umgekehrt. Wenn beide an diesem Viertelstundenmarkt auf Angebots- und Nachfrageseite teilnähmen, hätte man eine Liquidität und vielleicht auch die entsprechenden Mengen, sodass es sich lohnen und der eine oder andere sagen würde: Ich nutze dieses Instrument und nehme dafür Geld in die Hand. – Das war eine energieökonomische Überlegung, ob Viertelstundenprodukte nicht den Regelenergiebedarf optimieren könnten.

Herr Prof. Dr. Leprich: Aber die Echtzeitwälzung wäre eine Lösung für das Problem. Deshalb habe ich gefragt.

Herr Bantle: Ich weiß nicht, was Sie mit Echtzeitwälzung meinen. Dann wäre ich aber nicht mehr bei einer marktlichen Lösung. – Doch? Okay, dann können wir uns später darüber unterhalten.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Vielleicht haben wir zwei Leute zusammengebracht, die für einen Fortschritt im Marktdesign sorgen.

Wir werden die Anhörung nicht jetzt auswerten, sondern beim nächsten Mal. Noch einmal herzlichen Dank für Ihr Kommen!

Der Antrag – Vorlage 16/1925 – wird vertagt.

Punkt 2 der Tagesordnung:

Energiewende und Innovation der Stromnetze
Antrag der Fraktionen der SPD, CDU und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
nach § 76 Abs. 2 GOLT
Vorlage 16/1555

– **Auswertung des Anhörverfahrens vom 14. November 2012** –

Der Ausschuss kommt einvernehmlich überein, den Antrag – Vorlage
16/1555 – von der Tagesordnung abzusetzen.

ELEKTRONISCHE FASSUNG

Punkt 3 der Tagesordnung:

Neues Strommarktdesign für die Energiewende
Antrag der Fraktionen der SPD, CDU und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
nach § 76 Abs. 2 GOLT
– Vorlage 16/2653 –

– **Beschlussfassung über den Kreis der Anzuhörenden für das Anhörverfahren am 13. November 2013** –

Der Ausschuss kommt einvernehmlich überein, den ursprünglich vorgesehenen Termin zur Anhörung vom 13. November zu verlegen und sich über einen neuen Termin abzustimmen.

Die Fraktionen werden gebeten, die Anzuhörenden (3/2/1) bis spätestens

Freitag, den 27. September 2013,

dem Ausschussekretariat zu melden.

Der Antrag – Vorlage 16/2653 – wird vertagt.

ELEKTRONISCHE FASSUNG

Punkt 4 der Tagesordnung:

Festlegung zum weiteren Verfahren (Terminplanung 2014)

Der Ausschuss kommt überein, die Festlegung zum weiteren Verfahren in der nächsten Sitzung vorzunehmen.

Herr Vors. Abg. Dr. Braun: Ich schließe hiermit die Sitzung und bedanke mich bei allen Beteiligten. Bis zum nächsten Mal!

gez.: Schorr

ELEKTRONISCHE FASSUNG