

Stellungnahme

zur Mitteilung der Europäischen Kommission „Staatliche Eingriffe in den Strommarkt“

Berlin, 13. Februar 2014

Interest Representative Register ID: 20457441380-38

1 Allgemeine Position zur Mitteilung der Europäischen Kommission

Ein funktionierender Energiebinnenmarkt ist für die Effizienz der Energiesysteme, die Verbraucher, die Wettbewerbsfähigkeit und die Versorgungssicherheit in der EU und somit für eine erfolgreiche Energiewende in Europa unerlässlich. Nationale Alleingänge beispielsweise bei der Versorgungssicherheit oder der Bepreisung von CO₂ sind hingegen nicht zielführend.

Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW die Mitteilung der Europäischen Kommission zu staatlichen Eingriffen in die Strommärkte und die dazugehörigen Arbeitsdokumente als einen weiteren wichtigen und sinnvollen Schritt, um den europäischen Energiebinnenmarkt zu verwirklichen. Insbesondere die Dokumente zu den Themen Kapazitätsmechanismen und Erneuerbare Energien sind eine wertvolle Handreichung für eine vorausschauende und europarechtskonforme Politik auf nationaler Ebene. Auch die Bewertung der Kommission von Demand-Side-Response-Systemen als wichtigen Bestandteil der zukünftigen Elektrizitätsmärkte ist grundsätzlich zu begrüßen und entspricht in vielen Punkten der Einschätzung des BDEW.

Klar ist: Die Grundlage und Voraussetzung für eine Verwirklichung des Energiebinnenmarktes ist das Dritte Energiebinnenmarktpaket, das von allen Mitgliedstaaten nicht nur formal umgesetzt, sondern auch seinem Geist entsprechend angewendet werden muss. Zu einem tatsächlich vollendeten Energiebinnenmarkt gehören ganz wesentlich

- eine freie Preisbildung auf Großhandels- und auf Endkundenmärkten,
- ein stabiler, langfristiger Rahmen zur Reduzierung von CO₂-Emissionen,
- eine leistungsfähige Infrastruktur,
- eine freie Stilllegung von nicht wirtschaftlichen Kraftwerken und ein freier Zugang für neue Kraftwerke sowie
- die grenzüberschreitende Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Hier ist die Europäische Kommission gefordert, die Umsetzung und Vertiefung des Binnenmarktes weiterhin voranzutreiben, ergänzt um eine intensiviertere regionale Zusammenarbeit. Aber auch die Mitgliedstaaten sind gefordert, den beim Sondergipfel Energie im Februar 2011 vereinbarten, und beim Europäischen Rat im Mai 2013 von den Staats- und Regierungschefs bestätigten Zielen, Taten folgen zu lassen.

Doch klar ist auch: In Deutschland wie in anderen Mitgliedstaaten tragen die jetzigen Marktstrukturen allein nicht mehr. Der Handlungsdruck ist groß. Daher hat der BDEW im September 2013 eine Lösung für die zukunftsfähige Ausgestaltung des Energiemarktes¹ vorgelegt. Im Zentrum stehen dabei ein neues vom BDEW entwickeltes Zielmodell zur Förderung der Erneuerbaren Energien, das auf der obligatorischen Direktvermarktung und der zügigen Ausrichtung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien an den marktlichen Strukturen beruht sowie ein Konzept für die Schaffung eines dezentralen Leistungsmarktes, der entlang klarer Kriterien Versorgungssicherheit dauerhaft sicherstellen und Innovationen auf dezentraler

¹ [BDEW Positionspapier: "Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende" vom 18.09.2013](#)

Ebene fördern kann. Darüber hinaus werden flankierende Maßnahmenpakete in vier weiteren Bereichen empfohlen.

Dabei ist die Einbettung der deutschen Energiewende in den bereits bestehenden und weiter zu entwickelnden europäischen Binnenmarkt für Gas und Strom eine zentrale Forderung des BDEW. Das bedarf einer stärkeren Kooperation mit den Nachbarstaaten und einer ambitionierten europäischen Energiepolitik. Lösungen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit sollten zunehmend zumindest im Rahmen des Pentalateralen Forums gefunden werden.

Vor diesem Hintergrund ist es erfreulich, dass die Europäische Kommission der vom BDEW vorgeschlagenen Strategischen Reserve ein gutes Zeugnis ausstellt und sie gerade in einer Übergangsphase als ein vergleichsweise kostengünstiges, einfach einzuführendes und leicht reversibles Instrument der Versorgungssicherheit charakterisiert. Auch spiegeln die von der Kommission vorgeschlagenen Schritte zur Prüfung der Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus die grundsätzliche Auffassung des BDEW wider, dass ein solcher Mechanismus für die Versorgungssicherheit nachweislich notwendig sein muss. Zudem stellt das vom BDEW vorgeschlagene Modell für einen dezentralen Leistungsmarkt eine volkswirtschaftlich effiziente Option dar, die eine Einbindung der europäischen Nachbarn grundsätzlich ermöglicht.

Im Hinblick auf die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien müssen auch in Europa Wege auf der Grundlage der Erfahrungen in einzelnen Mitgliedstaaten entwickelt werden. Aus Sicht des BDEW sollte sich die Europäische Kommission deshalb für eine stetige Angleichung der Fördersysteme einsetzen. Hierbei sollte das Fördersystem für Erneuerbare Energien schrittweise, aber so schnell wie möglich, durch die Einführung wettbewerblicher Elemente und die Abschaffung von Elementen, die die Funktionsweise des Energy-Only-Marktes negativ beeinflussen, weiterentwickelt werden. Vor diesem Hintergrund ist die Aufstellung einheitlicher Kriterien für die Ausgestaltung von Fördersystemen ein richtiger Schritt in Richtung Anpassung der nationalen Fördersysteme auf europäischer Ebene.

Aus Sicht des BDEW wird es für eine dauerhaft funktionsfähige und bezahlbare Energieversorgung in Europa letztlich entscheidend sein, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen schrittweise, aber so schnell wie möglich (siehe auch Hinweise zu 3.1.3 und 3.1.7), die Risiken des Marktes sowie technisch-betriebliche Systemverantwortung zur Gewährleistung der Netzstabilität übernehmen.

Schließlich teilt der BDEW die Einschätzung der Kommission, dass Demand-Side-Response-Systeme (DSR) ein wichtiges Element in einem modernen Energiesystem der Zukunft darstellen. Im Arbeitsdokument zu DSR wird unter Verweis auf eine Capgemini-Studie aus dem Jahr 2008 ein Einsparpotenzial bis 2020 von mehreren zehn Mrd. Euro geschätzt, die sich durch die Einführung von Lastmanagement-/Verbrauchssteuerungssystemen in Form von vermiedenem Netzausbau und geringeren Endkundenrechnungen niederschlagen sollen.

Die Integration der Lastverlagerungspotentiale ist jedoch keineswegs „einfach“ und auch die Gegenüberstellung von notwendigen Investitionen und Kosteneinsparungen für Kunden sind weder ausreichend untersucht noch aktuell genug, um pauschal von einer Reduktion der Energiekosten für Kunden und damit den notwendigen marktlichen Anreizen für die Imple-

mentierung solcher Systeme auszugehen. So sind unter anderem in der Netzentgeltsystematik, als auch bei der Bilanzierung Regeln notwendig, die eine Marktlösung ermöglichen und reale Vorteile für Kunden und Energieversorger durch DSR schaffen. Auch die Schätzung, dass durch Lastmanagement/Verbrauchssteuerungssysteme eine Verschiebung der Höchstlast um 10% angenommen wird, ist nicht ausreichend genug erläutert und quantifiziert.

2 Arbeitsdokument zu „Generation Adequacy“

⇒ Markt als Ausgangspunkt

Die Europäische Kommission stellt zu Recht den Markt in den Mittelpunkt ihrer Überlegungen. Unterstützung verdient sie auch für das klare Plädoyer für die Wichtigkeit unverzerrter Preissignale zur Stimulierung von Investitionen. Das gilt – wie richtig festgestellt – insbesondere für solche Anlagen, die ihre Investitionskosten innerhalb kurzer Einsatzzeiträume verdienen müssen (3.1). Auch der Hinweis auf die Schädlichkeit von price caps (3.1.1) wird voll unterstützt.

Die Kommission hebt die Relevanz von Demand Side Management als Vorbedingung für die Einführung eines Marktdesigns hervor. Dazu könnten die Mitgliedsstaaten Anreize oder Regulierungsmaßnahmen erlassen. Jedoch erscheint uns ein marktbasierter Ansatz, bei dem unterschiedliche Maßnahmen im Wettbewerb stehen, sehr viel geeigneter. Der BDEW Vorschlag zur Umsetzung eines dezentralen Leistungsmarkts ermöglicht den effizienten markt-basierten Anreiz von DSM Aktivitäten ohne staatliche Subventionen oder Umlagen. Eine umfassende Nutzung von DSM als Vorbedingung zu stellen ist bei diesem Marktdesign wenig sinnvoll.

⇒ Rahmen zur Politikbewertung und -gestaltung

Mit den Teilen 1-4 stellt die Kommission ein hervorragendes Instrumentarium zur Verfügung, um die Bandbreite von Ursachen, die für eine tatsächlich eingetretene oder drohende Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit verantwortlich sein können, ausfindig zu machen. Zugleich wird deutlich, dass einzelstaatliche Maßnahmen jeglicher Art geeignet und verhältnismäßig sein müssen. Vor allem – und auch soweit verdient das Arbeitsdokument volle Unterstützung – müssen solche Maßnahmen Auswirkungen in anderen Mitgliedstaaten minimieren und dürfen den Binnenmarkt nicht gefährden.

BDEW-Modell entspricht Anforderungen der Kommission

Den vom BDEW kürzlich vorgelegten Vorschlägen für die zukunftsfähige Ausgestaltung des Energiemarktes liegt die Einschätzung zugrunde, dass ein die Kundenbedürfnisse abbildender dezentraler Markt für gesicherte Leistung die beste der bislang vorliegenden Optionen zur langfristigen Sicherstellung von Versorgungssicherheit darstellt. Es erfüllt die Kriterien der Checkliste der Europäischen Kommission.

⇒ Technologieneutralität

Das BDEW-Modell ermöglicht – wie von der Kommission gefordert – einen technologieoffenen Wettbewerb. Es entlohnt Leistung unabhängig von ihrem Ursprung durch Versorgungssicherheitsnachweise. Ein Versorgungssicherheitsnachweis ist ein standardisiertes Produkt. Jeder Verkäufer von VSN, der gesicherte Leistung für einen festgelegten Zeitraum bietet, erhält hierfür den durch den Handel bestimmten einheitlichen Marktpreis.

⇒ Offenheit für Bestands- und Neuanlagen

Das BDEW-Modell differenziert bewusst nicht zwischen Bestands- und Neuanlagen. Alle Kraftwerke, die das Produkt „gesicherte Leistung“ in gleicher Qualität anbieten, erhalten für dieses Produkt den Marktpreis. Es gilt der Grundsatz: „Gleiche Produkte erhalten die gleiche Entlohnung“. Auch das Einkommen der bisherigen, in Grundlast betriebenen Kraftwerke aus dem EOM geht mit zunehmendem Erneuerbaren Energien-Ausbau zurück, so auch dass deren Verbleib im Markt zunehmend von einem zweiten Einkommen aus dem Leistungsmarkt abhängt.

Auf diese Weise werden die volkswirtschaftlichen Kosten reduziert. Denn dürften nur neue Erzeugungsanlagen mit hohen Gesamtkosten ein zusätzliches Einkommen aus dem Leistungsmarkt erzielen, dann würden günstigere Bestandsanlagen zu hohen volkswirtschaftlichen Kosten verdrängt. Der Verzicht auf eine Differenzierung der Anlagen ist effizient.

⇒ Einbeziehung der Verbrauchsseite

Die Beanreizung nachfrageseitiger Maßnahmen nimmt eine zentrale Rolle im BDEW-Modell ein: Der Kunde als Nachfrager von gesicherter Leistung kann sich dafür entscheiden seinen Strombezug in einem von ihm bestimmten Umfang zu flexibilisieren und somit den Bedarf an gesicherter Leistung und die damit verbundenen Kosten zu senken. Es entsteht ein Wettbewerb um das Lastflexibilisierungspotential der Kunden.

⇒ Preis von Null bei Vorhandensein ausreichender Kapazität

In einem dezentralen Leistungsmarkt werden die Bilanzkreisverantwortlichen / Vertriebe aufgefordert ihren Leistungsbedarf zu benennen und abzusichern. Nur wenn sie für ihre Kunden mehr gesicherte Leistung benötigen, als der Energiemarkt finanziert, gibt es entsprechende Erlöse. Sollte der EOM ausreichend Signale für die Sicherstellung von Versorgungssicherheit liefern, dann werden durch den Kapazitätsmarkt keine zusätzlichen Erlöse generiert. Der Preis von Versorgungssicherheitsnachweisen geht gegen Null.

⇒ Teilnahme ausländischer Kapazität grundsätzlich möglich

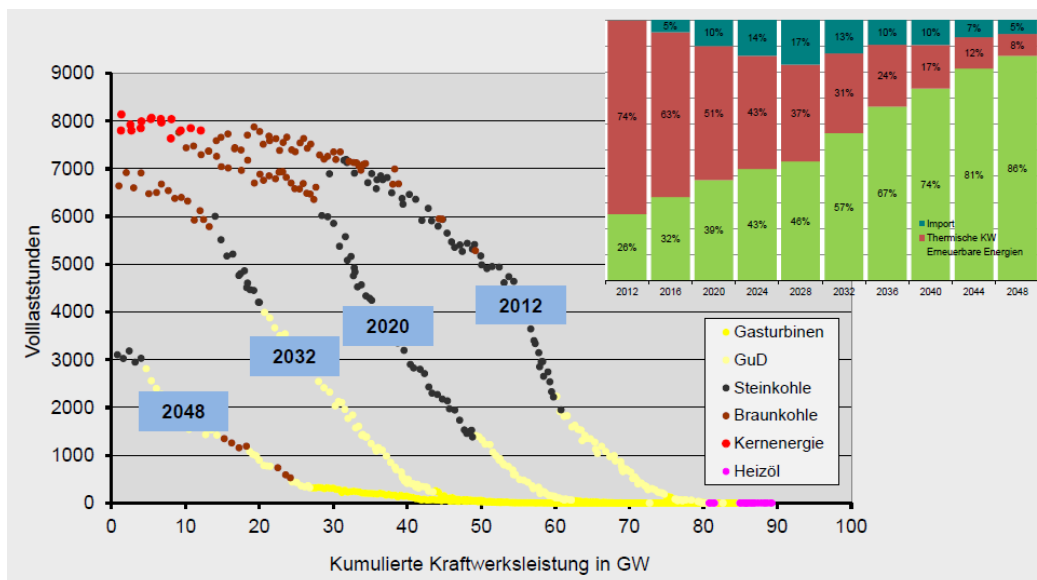
Der vom BDEW vorgeschlagene dezentrale Leistungsmarkt unterstützt – wie von der Kommission gefordert (6.3) – die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes: Die Integration ausländischer Kapazitäten in das VSN-System ist möglich. Dabei muss sowohl die physikalische Kapazität der Grenzkuppelstellen berücksichtigt werden als auch eine

ausreichend freie Erzeugungskapazitäten (oberhalb einer system adequacy) aus dem jeweils exportierenden Land vorhanden sein. Auch soll Doppelbeteiligung von einem Kraftwerk an mehreren Kapazitätsmärkten ausgeschlossen werden. Des Weiteren sind Sicherheitsabschläge für mögliche Stromabflüsse in Drittländer zu prüfen. Deshalb unterstützt der BDEW den kürzlich von EURELECTRIC unterbreiteten Vorschlag, ausländische Kapazitäten auch ohne physische Übertragungsrechte unter bestimmten Voraussetzungen zuzulassen. An der genauen Ausgestaltung arbeitet der BDEW derzeit unter Einbeziehung ausländischer Partner.

⇒ **Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen**

Mit der Einführung des dezentralen Leistungsmarkts wird das Ziel verfolgt, eine Nachfrage nach dem Produkt „Gesicherte Leistung“ zu schaffen. Dabei konkurrieren alle Anbieter gesicherter Erzeugung um die Kunden, die für die Vorhaltung von gesicherter Leistung bereit sind zu zahlen. Der Preis für gesicherte Leistung bildet sich demzufolge in einem freien und diskriminierungsfreien Wettbewerb zwischen allen Anbietern gesicherter Leistung. Das führt im Ergebnis zu einer sehr kosteneffizienten Vorhaltung an gesicherter Leistung, unter anderem auch deshalb, weil bestehende Erzeugungskapazitäten nicht durch teure Neuinvestitionen ersetzt werden müssen. Langfristig setzen sich hier die Technologien durch, die die Marktanforderungen am effizientesten erfüllen. Regulatorische Eingriffe sind nicht erforderlich.

Abb. 1: Modellrechnung für eine erwartete Entwicklung der Erzeugungsanteile und Volllaststunden



Die Darstellung zeigt schematisch, wie sich in Deutschland durch die Integration der erneuerbaren Energien die Kraftwerksleistung in den nächsten Dekaden verändern kann und dadurch Modelle für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit von elementarer Bedeutung sind.

Im Gegensatz zum dezentralen Leistungsmarkt sorgen selektive Kapazitätsmechanismen dafür, dass der Teil des Anlagenparks, der am wenigsten wirtschaftlich ist, ein zusätzliches Einkommen erhält und so im Markt verbleibt. Dadurch verschlechtert sich die Wettbewerbsfähigkeit der von diesem Subventionsmechanismus nicht erfassten Anlagen, sodass diese über kurz oder lang ebenfalls eine Unterstützung benötigen, um ihre Stilllegung zu verhindern. Am Ende steht ein voll durchreguliertes Modell, in dem alle Erzeugungsanlagen Subventionen erhalten. Ein Bieterwettbewerb besteht dann nicht mehr.

⇒ **Strategische Reserve**

Mit erfreulicher Klarheit stellt die Kommission fest (5.1), dass die Strategische Reserve ein erprobtes, wettbewerbskonformes und vergleichsweise kostengünstiges Instrument darstellt, das es einem Mitgliedstaat ermöglicht, in einer Umbruchphase des Marktes Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Unabdingbare Voraussetzung für die Effizienz des Instruments ist, dass politische Eingriffe zur Unterdrückung von Preisspitzen zur Anreizung von Investitionen in gesicherte Leistung unterbleiben. Zu Recht betont die Kommission die Schädlichkeit von Marktaustrittsverboten (3.2.2): Sofern wettbewerbliche Alternativen zur Verfügung stehen, sind diese vorzuziehen.

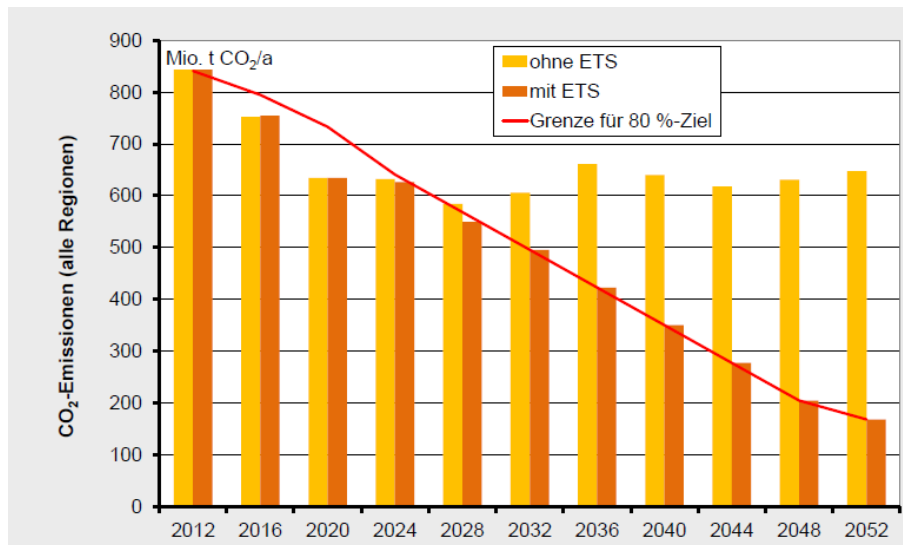
Soweit die Kommission hohe Emissionen befürchtet, da durch eine strategische Reserve eine preiswerte Lösung gefunden wird, ist anzumerken, dass die Instrumente für Ziele möglichst nicht vermischt werden sollten, und das Instrument zur Versorgungssicherheit von zusätzlichen Zielen frei gehalten werden sollte. Gerade der Einsatz von fossilen Kraftwerken in der strategischen Reserve kann dazu führen, dass sie schneller vom Markt genommen werden (also wenig produzieren) und die Aufgabe der Absicherung – ohne viele Stunden im Einsatz zu sein – erbringen können.

⇒ **Wertungswidersprüche und Defizite des Arbeitsdokuments in wichtigen Details**

In den Abschnitten 4.1, 5.3, 6.1 und im letzten Teil von Abschnitt 6.4 wird die volkswirtschaftlich effiziente Erreichung von Versorgungssicherheit zu Unrecht in den Hintergrund gedrängt. Der Vorzug, den planerische Elemente in diesen Abschnitten gegenüber einer möglichst uneingeschränkten Entfaltung der Marktkräfte erhalten haben, steht im Widerspruch zu den Aussagen der Leitlinien an anderer Stelle.

Besonders bedenklich erscheint es, dass der in Abschnitt 5.3 enthaltene Vorschlag Kapazitätsmärkte mit einer speziellen CO₂-Komponente verknüpft. Technologieoffenheit und Nicht-Diskriminierung – an anderen Stellen des Papiers nachdrücklich gefordert - werden faktisch ausgehebelt. Vor allem aber wird der EU-Emissionszertifikatehandel (EHS) als zentrales Element der Klimaschutzpolitik beschädigt. In diesem Zusammenhang weist der BDEW darauf hin, dass die deutsche Energiewirtschaft die Klimapolitik der EU (klimaneutrale Stromerzeugung in 2050, ambitioniertes 2030-Ziel, entsprechend angehobener Minderungspfad ab 2020, einmaliges backloading plus permanentes set aside) auf der Grundlage des EHS seit langem energisch unterstützt.

Abb. 2: CO₂-Emissionen in der EU



Ziel eines Kapazitätsmarktes sollte es sein, ausschließlich Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Klimaziele sollten durch separate Instrumente, wie z.B. durch ein starkes EHS-Preissignal, umgesetzt werden, um ein überbestimmtes System zu vermeiden („ein Instrument, ein Ziel“).

Verwunderlich ist es, dass sich das Arbeitsdokument an keiner Stelle mit Differenzkontrakten („contracts für differences“, CfD) auseinandersetzt, obwohl einzelne Mitgliedstaaten im Begriff stehen, diese als ein Element einer umfassenderen Strategie zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit einzuführen. Hier wären Aussagen zu den Anforderungen an dies Instrument und zu den Grenzen seines Einsatzes geboten gewesen.

⇒ Fortführung des Dialogs notwendig

Zutreffend stellt die Europäische Kommission fest, dass in methodischer Hinsicht weiterer Diskussions- und Verbesserungsbedarf besteht (2.2), etwa zu Fragen

- des Kapazitätsbedarfs,
- der erforderlichen Sicherheitsmargen,
- der real in Knappheitssituationen verfügbaren Übertragungskapazitäten,
- der Überschüsse in einzelnen Ländern,
- der Gleichzeitigkeiten der Höchstlasten und Residuallasten sowie
- der Möglichkeiten der Nachfragesteuerung.

Zur Vertiefung der Erkenntnisse und zu einer schrittweisen Herausbildung eines Konsenses möchte der BDEW gern beitragen. Wie die Kommission zutreffend herausstellt, betrifft dies die bilateralen, regionale und europäische Ebene gleichermaßen. Wenn es um die geschilderten Grundlagen geht, kann in einem ersten Schritt eine bilaterale Zusammenarbeit vieler-

sprechend sein. Im Binnenmarkt und in vermaschten Netzen muss dieser früher oder später Hand in Hand mit einem regionalen Ansatz gehen. Mit einem solchen regionalen Ansatz haben die Market Parties Platform und das Pentalaterale Forum gute Erfahrungen gemacht. Die Marktkopplung in Zentralwesteuropa und mit Nordeuropa war ein Meilenstein in der Errichtung des Binnenmarkts. Im Februar 2014 werden wir die Erweiterung zu einer Nordwesteuropäischen Marktkopplung feiern können. Auch die Arbeitsstrukturen sind vorhanden.

Wie bereits zuvor betont ist es vollkommen richtig, dass die Kommission die grenzüberschreitenden Auswirkungen einzelstaatlicher Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit systematisch erfasst und minimiert sehen will. Gleiches gilt für die Auswirkungen auf den Binnenmarkt. Allerdings ist in diesem Kontext die Kommission auch selbst gefordert. So besteht bislang kein hinreichend klarer Rahmen, wann im Ausland gelegene Kapazitäten an einem Kapazitätsmarkt teilnehmen können. Die Kommission scheint davon auszugehen, dass beispielsweise an die Stelle physikalischer Übertragungsrechte (PTR) auf finanzielle Rechte (FTR) treten können. Hierzu müssten die Voraussetzungen jedoch geklärt werden, beispielsweise gleichsinnige Anstrengungen in den betreffenden Mitgliedstaaten zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

3 Arbeitsdokument zu Fördersystemen für Erneuerbaren Energien

Die Analyse der Europäischen Kommission zu den Problemen bei der Förderung von Erneuerbaren Energien im europäischen Energiebinnenmarkt ist umfangreich und weitgehend zutreffend. Die Aufstellung einheitlicher Kriterien für die Ausgestaltung und Reform von nationalen Fördersystemen ist ein richtiger und wichtiger Schritt zur Harmonisierung der nationalen Fördersysteme auf europäischer Ebene.

Der BDEW sieht den Ausbau der Erneuerbaren Energien jetzt und in Zukunft als zentralen Baustein der Energie- und Klimapolitik an. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist auf langfristig verlässliche Rahmenbedingungen angewiesen, damit Investitionen planbar sind. Zugleich müssen alle Anstrengungen unternommen werden, dass die Erneuerbaren Energien als künftig leitendes System und das bestehende System in ein neues Marktsystem zusammengeführt werden.

Mit Blick auf die Weiterentwicklung der Erneuerbaren-Förderung in Deutschland spricht sich der BDEW im Einklang mit den von der Kommission formulierten Grundsätzen für

- eine verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen (Marktprämienmodell),
- die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe (z.B. im Wege einer Auktion, deren Einführung ein nachweislich leistungsfähiges Auktionsdesign voraussetzt),
- die Beibehaltung der Technologiedifferenzierung, zur Hebung technologiespezifischer Potentiale,
- den Ersatz der zeitlichen Befristung der Förderung (i. d. R. über 20 Jahre) durch Einführung einer Mengenkottingentierung der Förderung sowie

- die Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen sowie die obligatorische Fernsteuerbarkeit von Anlagen durch den Direktvermarkter zur technisch-betrieblichen Systemintegration aus.

Darüber hinaus bewertet der BDEW die Empfehlungen der Kommission zur Förderung von Erneuerbaren Energien im Einzelnen wie folgt:

⇒ **zu Ziffer 3.1.1: „Wettbewerbliche Allokationsmechanismen“**

Mit Blick auf die Kosteneffizienz sollte aus Sicht des BDEW perspektivisch die Ermittlung der Förderhöhe auf wettbewerblicher Basis erfolgen. Auktionsmechanismen, die hierfür grundsätzlich geeignet erscheinen, haben zudem den Vorteil, dass ein Ausbaupfad definiert und die Zielerreichung bei richtiger Ausgestaltung gewährleistet werden kann. Auf dieser Basis kann die Infrastruktur (z.B. Netz und Speicher) entsprechend frühzeitig geplant werden und zeitnah auf die geplante zusätzliche Einspeisung reagieren.

Dennoch bergen Auktionsmechanismen – wie andere Verfahren zur Festlegung der Förderhöhe auch – Risiken, die von der Kommission richtig benannt werden. Ganz entscheidend ist aus Sicht des BDEW daher die vernünftige Ausgestaltung des Auktionsmechanismus, die einer gründlichen Erarbeitung bedarf. Die Einführung eines Auktionsmodells kann erst dann erfolgen, wenn ein nachweislich leistungsfähiges Auktionsdesign vorliegt, das die Kosteneffizienz der Energiewende steigert, die Akteursvielfalt bewahrt, das Erreichen der EE-Ausbauziele gewährleistet und die bislang volkswirtschaftlich sozialisierten Risiken verursachergerecht auf den Investor überträgt. Vor dem Hintergrund der Chancen von Auktionen zur wettbewerblichen und effizienten Ermittlung von Förderhöhen sowie der Steuerung des Zubaus empfiehlt der BDEW, Ausgestaltungsoptionen von Auktionsverfahren innerhalb eines ausgewogenen und branchenübergreifenden Dialogs unter Zuhilfenahme wissenschaftlicher Expertise zu prüfen und zeitnah zu implementieren.

Insgesamt sollte eine ausreichende Technologie- und auch regionale Differenzierung weiterhin möglich bleiben. Grundsätzlich müssen jedoch bestehende Potentiale zur Reduzierung der Zahl der Förderkategorien gehoben werden.

⇒ **zu Ziffern 3.1.3 und 3.1.7: „Einspeiseprämien und Einspeisevergütung“**

Aus normativen Gründen sollte der Anlagenbetreiber wie im konventionellen Bereich für die erzeugten Strommenge Preisrisiken tragen. Der BDEW teilt hierbei die Ansicht der Kommission, dass das Marktprämienmodell ein geeignetes Instrument der Förderung darstellt und insbesondere der Einspeisevergütung vorzuziehen ist.

Der BDEW spricht sich daher in seinem Zielmodell für die Einführung einer wettbewerblich ermittelten und ex ante fixierten Marktprämie aus, durch die Anlagenbetreiber das langfristige Preisrisiko für die von ihnen erzeugten Strommengen tragen müssten. Dennoch gibt es gute Gründe, das skizzierte Zielmodell zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei klarer Festlegung des Ziels schrittweise umzusetzen. Die Argumentation, die

dieser Überlegung zugrunde liegt, kann den BDEW-„Vorschlägen für eine grundlegende Reform des EEG“ (Seite 13, 14; 27, 28) entnommen werden.²

In Anbetracht der komplexen Zusammenhänge begrüßt der BDEW, dass die Kommission an dieser Stelle Raum für schrittweise Entwicklungen gewährt.

⇒ **zu Ziffer 3.1.4: „Quotenmodelle“**

Mit Blick auf die oft geforderte Technologieneutralität der zukünftigen Förderung Erneuerbarer Energien spricht sich der BDEW für eine vorläufige Beibehaltung einer gewissen technologischen Differenzierung aus, um auch unterschiedliche technologische Entwicklungsstände und Lernkurven abzubilden. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund des unterschiedlichen technischen Potentials und der damit einhergehenden Möglichkeiten für die Systemintegration der einzelnen Erzeugungstechnologien ist das Ziel eines ausgewogenen Technologiemixes im Bereich der Erneuerbaren Energien sinnvoll. Grundsätzlich müssen jedoch bestehende Potentiale zur Reduzierung des administrativen Aufwandes gehoben werden.

Solch eine Technologiedifferenzierung ist auch mit einem konventionellen Quotenmodell machbar, würde dessen Vorteile aber erheblich schmälern.

Allerdings sollte nicht übersehen werden, dass auch beim Quotenmodell nur ein begrenzter Anreiz besteht, Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am tatsächlichen Bedarf auszurichten. So besteht weiterhin der Anreiz auch unterhalb der Grenzkosten einzuspeisen, solange der Marktwert des Stroms zuzüglich Zertifikatewert die Grenzkosten übersteigt. Es sollte zudem nicht vernachlässigt werden, dass ein Wechsel zum Quotenmodell in Anbetracht der in der EU noch weit verbreiteten Einspeisevergütung mit hohem administrativen Aufwand verbunden wäre, da – bei als unverzichtbar angesehenem Bestandschutz – ein paralleles Fördersystem errichtet würde.

⇒ **zu Ziffer 3.2: „Minimierung der Systemauswirkungen auf die Strommärkte“**

Wie die Kommission ist auch der BDEW der Ansicht, dass es für das Erreichen der langfristigen Erneuerbaren-Ziele zwingend erforderlich ist, dass Erneuerbare Energien Systemverantwortung übernehmen. Damit ist zunächst eine technische Systemverantwortung gemeint, die es erforderlich macht, dass Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Wettbewerb mit anderen Marktakteuren in der Lage sind die Möglichkeit erhalten, Systemdienstleistungen in gleicher technischer Qualität zu erbringen. Zum anderen gehört dazu eine verpflichtende Ausrüstung der EE-Anlagen mit technischen Komponenten u.a. zur Leistungsregelung, zur Fernsteuerbarkeit und zur Produktion von Blindleistung und Kurzschlussstrom. Die technologische Optimierung der Erneuerbaren-Anlagen muss demnach zentraler Bestandteil der zukünftigen Fördermodelle sein. Mit weiter steigendem Anteil der EE am Brutto-

² [BDEW Positionspapier: „Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG“ vom 18.09.2013 \(s. Anhang\)](#)

stromverbrauch muss es zum Systemwechsel und Rollentausch zwischen Erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken kommen, da die konventionellen Kraftwerke sowie die Verbraucher alleine die notwendigen Flexibilitäten nicht mehr darstellen können.

⇒ **zu Ziffer 4: „Die Kosten auf niedrigem Niveau halten“**

Der BDEW begrüßt die von der Kommission angeführten besten Praktiken zur Minimierung der Förderkosten bzw. zur Bestimmung der Förderhöhe/-dauer sowie der regelmäßigen Anpassung. Dabei werden die generellen Probleme insbesondere bei der Prognose von zu erwartenden Erlösen aus Erneuerbaren-Anlagen richtig erkannt. Da die zukünftigen Stromgestehungskosten vor allem bei jungen Technologien schwer zu bestimmen sind, sind die Durchführung regelmäßiger Monitorings sowie eine entsprechende Anpassung bei der Berechnung der Förderhöhen angebracht. Was die Dauer der Förderung angeht, ist der BDEW der Ansicht, dass sich das Ziel der Marktintegration durch eine mengenmäßige Begrenzung der Förderung (Mengenkontingentierung) im Zusammenspiel mit dem Marktprämienmodell noch tiefergehender umsetzen ließe.

⇒ **zu Ziffer 5: „Europäisierung der Erneuerbaren-Förderung“**

Zu einer weiteren Europäisierung der Fördersysteme sollte es eine engere Zusammenarbeit zum Austausch bester Praktiken und Ansätze zur Einführung von Markt- und Systemintegrationselementen zwischen den Mitgliedstaaten geben. Wie die Europäische Kommission sieht auch der BDEW, dass nicht abgestimmte, intransparente und teilweise sogar rückwirkende Änderungen der Förderregeln für Erneuerbare Energien in einigen Mitgliedstaaten das Investitionsklima auch für grenzüberschreitende Investitionen negativ beeinflussen und der Realisierung des Binnenmarktes entgegenwirken. Der Austausch zwischen den Mitgliedstaaten – etwa durch Nutzung flexibler Kooperationsmechanismen – birgt zudem ein relevantes, jedoch bisher nicht ausreichend gehobenes Kostensenkungspotential.

4 Arbeitsdokument zu Demand Side Response

Die Bewertung von Demand-Side-Response-Systemen (DSR) seitens der Europäischen Kommission als wichtiger Bestandteil der zukünftigen Elektrizitätsmärkte ist grundsätzlich zu begrüßen und entspricht in vielen Punkten der Einschätzung des BDEW. Der Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien führt zu einem Paradigmenwechsel in der Energiewirtschaft. Das bisherige Prinzip, dass im Strommarkt die Erzeugung der Nachfrage folgt, wird durch die Einspeisung volatiler Erneuerbarer Energien künftig teilweise umgekehrt und durch die Verknüpfung von Erzeugung und durch die Vertriebe gemanagter Nachfrage ergänzt.

DSR ist im Zusammenhang mit Smart-Grid-Lösungen und im Rahmen der Sicherung der Versorgung zu betrachten. Dabei muss auch im Elektrizitätsmarkt auf entsprechende Entwicklungen im Gasmarkt Bezug genommen werden (Bsp: Vorrang Gas-Kraftwerkszuschaltung vs. Abschaltung wegen Gas-Mangelsituation).

Eine wesentliche Herausforderung für DSR ergibt sich aus der Liberalisierung des Energiemarkts. Durch die unterschiedlichen Rollen der Akteure und der bestehenden strikten Regulierung incl. Unbundlingpflichten müssen viele Gesetze und Prozesse angepasst werden, um ein volkswirtschaftliches Optimum bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien zu erreichen. Dazu ist aus unserer Sicht ein wettbewerbliches Anreizsystem für Demand Side Response wünschenswert, wie z.B. in der vom BDEW vorgeschlagenen Lösung für die zukunftsfähige Ausgestaltung des Energiemarktes dargestellt.

Der BDEW bewertet die Analyse der Europäischen Kommission zu Demand Side Response im Einzelnen wie folgt:

⇒ **zu Ziffer 1: „Stärkere Teilnahme der Nachfrageseite im EU Energiebinnenmarkt nötig und möglich“**

Demand-Response-Systeme sind ein wichtiges Element in einem modernen Energiesystem der Zukunft, das auf Smart Market und Smart Grids aufbaut. In vielen Wirtschaftsbereichen ist die Nutzung von Lastverlagerungen theoretisch schon heute möglich, bei entsprechenden wirtschaftlichen Anreizen sind im Industriesektor weitere Potentiale zu erschließen. Die Integration der Lastverlagerungspotentiale ist jedoch keineswegs „einfach“ und auch die Gegenüberstellung von notwendigen Investitionen und Kosteneinsparungen für Kunden sind noch nicht ausreichend untersucht, um pauschal von einer Reduktion der Energiekosten für Kunden und damit den notwendigen marktlichen Anreizen für die Implementierung solcher Systeme auszugehen.

Für den Haushaltbereich gilt dies umso mehr, da hier die Lastverlagerungspotentiale deutlich geringer sind und erst durch Bündelung (Aggregatoren) genutzt werden können.

Trotz der großen Bedeutung und Notwendigkeit der Nutzung von Lastverlagerungen für das Energiesystem sollten hier nur realistische Erwartungen bezüglich Zeithorizont und Kostenreduktion geweckt werden.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind in der jetzigen Form nicht geeignet, Demand-Response wirtschaftlich darzustellen. Es sind unter anderem in der Netzentgeltsystematik, der Stromsteuerbefreiung und auch bei der Bilanzierung Regeln notwendig, die eine Marktlösung ermöglichen und reale Vorteile für Kunden und Energieversorger durch DSR schaffen. Dazu müssen alle relevanten Gesetze auf widersprüchliche Anreize geprüft werden. Ein zusätzlicher Beitrag zur Markteinführung von DSR muss auch durch die Prüfung von staatlichen Eingriffen in den Energiemarkt geschehen, da Subventionen anderer Bereiche des Energiemarktes DSR unwirtschaftlich machen können.

⇒ **zu Ziffer 2: „Demand Response – was und warum?“**

Die hier genannten Potentiale – hochgerechnet aus Beispielen von Teilen des US-amerikanischen Energiesystems – sind vorsichtig zu betrachten. Grundsätzlich sind hierfür auch die Unterschiede in den Regulierungsbedingungen in den USA und Europa zu untersuchen sowie die Gründe für die Einführung von DSR (grundlegend unterschiedliche Netztech-

nik sowie Nutzungsverläufe in den USA). Außerdem wird bei der pauschalen auf Flexibilitätsleistung abzielenden Potenzialangabe nicht nach der möglichen Dauer einer Laständerung unterschieden. Erst anhand einer solchen Klassifizierung können die Potentiale von Demand Response realistisch beurteilt werden.

⇒ **zu Ziffer 3: „Wie funktioniert Demand Response in der Praxis“**

Ein verbrauchergetriebener und marktbasierter Ansatz ist unbedingt zu unterstützen.

Grundsätzlich sollten nur Marktmechanismen für den Einsatz von DSR gelten und technisch und regulatorisch diskriminierungsfreie Rahmenbedingungen geschaffen werden. Energieverbraucher brauchen einen ökonomischen Anreiz (Kosteneinsparung), der auch politisch regulatorisch ermöglicht werden sollte. Endkunden muss neben dem Einsatz von DSR auch jede andere Möglichkeit der Optimierung des Strombezugs offen stehen. Verpflichtungssysteme sind kontraproduktiv.

Grundlage des DSR sollte ein Modell, vergleichbar dem vom BDEW in der „Roadmap Smart Grid“ beschriebenen Ampelmodell sein, das durch entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen flankiert wird.

⇒ **zu Ziffer 3.1: „Nachfrageseitige Flexibilität anreizen“**

Der hier beschriebene Ansatz ist sinnvoll. BDEW vertritt jedoch die Auffassung, dass (auf jeden Fall in einem ersten Schritt) dynamische Tarife zu großen Problemen bei der Steuerung des Verbrauchs führen können („Aufschaukeln“ von Verbrauchsspitzen z.B. bei Niedrigpreissignalen) und daher vorerst zeitabhängige (Last) Tarife im Focus stehen sollten. Voraussetzung sind jedoch entsprechende Bilanzierungs- und Steuerungssysteme und grundsätzliche Investitionen auf Kunden- und Energieversorgerseite, die den Kosteneinsparungen beim Strombezug gegenüber gestellt werden müssen.

⇒ **zu Ziffer 3.2: „Integrierte Lösungen ermöglichen eine stärkere Teilnahme der Nachfrageseite“**

Industrielle Anwendungen sind vorhanden und bei entsprechenden Rahmenbedingungen gut in ein intelligentes Energiesystem zu integrieren. Die für KMU und Haushaltskunden beschriebenen Ansätze sind grundsätzlich möglich, es ist jedoch vor allem in diesem Bereich notwendig, die Kosten für entsprechende technische Voraussetzungen (Flexibilisierung der Verbrauchsgeräte und Steuerungseinrichtungen) realistisch zu betrachten und den möglichen Einsparungen gegenüberzustellen. Der BDEW sieht langfristig in diesem Bereich Potentiale, die jedoch nicht kurzfristig zu heben sind.

⇒ **zu Ziffer 3.3: „Gibt es bereits Demand Response?“**

Im Zusammenhang mit dem gewünschten Ausbau von DSR-Lösungen sollte vor allem auf die Konsistenz der europäischen Gesetzgebung geachtet werden. Sehr teure, ggf. geförderte

Energieeinsparmaßnahmen sind so zum Beispiel eventuell weniger effizient als DSR-Lösungen an netztechnisch günstigen Standorten mit Anlagen, die zwar einen etwas höheren Energieverbrauch haben, dafür aber die Integration Erneuerbarer Energien erleichtern und zusätzlichen Netzausbau bzw. den Ausbau von Reservekraftwerken reduzieren.

⇒ **zu Ziffer 4.1: „Ein marktbasierter Rahmen – wer macht was?“**

Die genannte Rollenaufteilung ist abhängig von den regulatorischen Rahmenbedingungen der jeweiligen Mitgliedstaaten. Zu betonen ist die eindeutige Verortung des DSR im Markt und die Rolle der DSO als Ermöglicher dieser Marktmodelle.

⇒ **zu 4.2: „Ein transparenter und förderlicher Regulierungsrahmen“**

Grundsätzlich ermöglichen die europäischen Regulierungsvorgaben den Einsatz von DSR in den Mitgliedstaaten. Die Anpassung der regulatorischen Vorgaben im Detail ist in den Mitgliedstaaten mit Blick auf die spezifischen Rahmenbedingungen vorzunehmen.

Die Aktivitäten der EU im Rahmen der Ökodesign-Richtlinie sollten den Bedarf und den Wert von Flexibilität im Energiesystem berücksichtigen. Derzeit liegt der Fokus rein auf Energieeffizienz – hier werden Chancen für die Optimierung des gesamten Energiesystems vertan. Die Einbeziehung von Flexibilität wäre an dieser Stelle wünschenswert.

⇒ **Ziffer 5: „Notwendige Maßnahmen zur Stärkung des Marktes für DSR“**

Variable Tarifmodelle sind nur sinnvoll, wenn dahinter entsprechende Vorteile für das Energiesystem stehen, die an den Kunden weitergegeben werden können. Eine regulatorische Vorgabe solcher Tarife, ohne dass die Voraussetzungen dafür geschaffen sind (technisch, regulatorisch/Netzentgeltsystematik, bilanziell) ist nicht zielführend.

Vorgaben an eine transparente Abrechnung über die bisherigen Regularien hinaus sind nicht notwendig und, in Anbetracht der Tatsache, dass sich im Markt eine Vielfalt von Tarifen und Verbrauchsstrukturen entwickeln kann, auch nicht sinnvoll.

Die Tatsache, dass DSR-Lösungen eventuell auch die Frage der Partizipation sozial schwacher Kunden aufwerfen und diese eventuell benachteiligen, kann nicht über energiewirtschaftliche Vorgaben überwunden werden. Um Regulierung der Preise und damit eine kontraproduktive Marktverzerrung zu vermeiden, müssen hier parallel die sozialen Gesetzgebungen und Hilfssysteme der Mitgliedsstaaten Lösungen anbieten, aber nicht das Energierecht.

DSR und die aktive Beteiligung von Endkunden am Markt setzt einen Prozess der Verhaltensänderung bei Kunden und der Wahrnehmung des Energiekonsums voraus. Hier ist die Politik gefragt, keine unerfüllbaren Erwartungen zu wecken (bspw. die nicht realistischen Annahmen für Einsparungen durch Smart Meter und die Erwartung massiver Kostenreduktion bei DSR im Haushalt bei grundsätzlich eher steigenden Preisen) und aufklärend zu wirken.

Die Frage des Datenschutzes ist in einem intelligenten Energiesystem sowohl aus System-sicherheitsgründen als auch aus Gründen des Persönlichkeitsschutzes von hoher Bedeutung. Auch hier müssen aus Kostengründen Lösungen gefunden werden, die den Einsatz von DSR in Haushalten noch wirtschaftlich lebensfähig lassen.

Die wettbewerbliche und transparente Ausgestaltung des Marktdesigns ist von großer Bedeutung für den Erfolg von DSR. Diskriminierungsfreiheit bedeutet hier auch, dass weder indirekte oder direkte Subventionierungen den Markt verzerrt noch regulatorische Eingriffe Preissignale und damit Potentiale für DSR beeinträchtigen.

Ansprechpartner:

Malte Nyenhuis

Telefon: +32 2 771 9642

malte.nyenhuis@bdew.de

Dr. Stephan Krieger (Generation Adequacy)

Telefon: +49 30 300199-1060

stephan.krieger@bdew.de

Mahder Tinsae (Erneuerbare Energien)

Telefon: +49 30 300199-1318

Mahder.tinsae@bdew.de

Peter Krümmel (Demand Side Response)

Telefon: +49 30 300199-1360

peter.kruemmel@bdew.de