

BEE-Stellungnahme zum Diskussionspapier des Bundes- ministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)

Ein Strommarkt für die Energiewende

Berlin, 27. Februar 2015



Inhalt

| | |
|---|----|
| 1. Vorbemerkung..... | 3 |
| 2. Kernthesen | 4 |
| 3. Ausgangslage – Wettbewerb, Versorgungssicherheit und Überkapazitäten..... | 6 |
| 3.1. Fairer Wettbewerb und Strommarktverzerrungen..... | 6 |
| 3.2. Wettbewerbsfähigkeit weiter gesichert | 7 |
| 3.3. Überkapazitäten..... | 7 |
| 3.4. Kein Bedarf für Kapazitätsmärkte | 8 |
| 3.5. Weiterentwicklung der Großhandelsmärkte | 8 |
| 3.6. Kraftwerke in Wartestellung | 9 |
| 3.7. Kapazitätsmärkte erhöhen die EEG-Umlage..... | 10 |
| 3.8. Zeitpunkt einer Entscheidung über Kapazitätsmärkte..... | 10 |
| 4. Flexibilitätsoptionen (Grünbuch Teil 2)..... | 11 |
| 4.1. Weiterentwicklung von Flexibilitätsoptionen befördern..... | 13 |
| 4.2. Lastreduktion (Ergänzungspunkt) | 13 |
| 4.3. Flexibilisierung der Bioenergie..... | 14 |
| 4.4. Echtzeit-Datenkommunikation (Grünbuch Kapitel 4.1)..... | 16 |
| 4.5. Spot- und Regelleistungsmärkte weiterentwickeln | 17 |
| 4.6. Spitzenkappung von Wind- und PV Einspeisespitzen | 20 |
| 4.7. Erhöhung der Bilanzkreistreue (Grünbuch Kapitel 4.2)..... | 21 |
| 4.8. Dezentrale Vermarktung dezentraler Energien | 22 |
| 4.9. Ermöglichung eines Grünstrommarktes im EEG | 23 |
| 4.10. Direktversorgung mit Erneuerbaren Energien..... | 23 |
| 4.11. Dynamisierung der EEG-Umlage | 24 |
| 4.12. Regionale Signale einführen um Engpassmanagement und Märkte zu verknüpfen (Netzampel)..... | 24 |
| 4.13. Dynamisierung der Netzentgelte (Grünbuch Kapitel 4.3 und 6.2) | 24 |
| 4.14. KWK flexibilisieren | 25 |
| 5. Erreichung der Klimaschutzziele (Grünbuch Kapitel 8)..... | 26 |
| 6. Zusammenarbeit mit Nachbarländern (Grünbuch Kap. 10)..... | 27 |
| 7. Ausschreibungen und Marktintegration | 28 |
| 8. Kapazitätsreserve (Grünbuch Kapitel 11)..... | 28 |

1. Vorbemerkung

Der BEE begrüßt das Grünbuch zum Strommarkt, das umfassende Handlungsmöglichkeiten aufzeigt, um den Strommarkt auf die Energiewende auszurichten.

Der BEE beschäftigt sich bereits seit Jahren intensiv mit der Weiterentwicklung des Strommarktes für die Energiewende. Der BEE hat zu diesem Thema in seiner Plattform Systemtransformation folgende Studien erstellen lassen.

| | | |
|----------|---|------------------------------------|
| Dez 2012 | <i>Kompassstudie Marktdesign – Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien</i> | IZES |
| Apr 2013 | <i>Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie</i> | BET Aachen |
| Dez 2013 | <i>Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase – Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energie, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas</i> | LBST |
| Dez 2013 | <i>Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt</i> | Fraunhofer IFAM |
| Jun 2014 | <i>Beitrag der Bioenergie zur Energiewende</i> | IZES |
| Jul 2014 | <i>Wettbewerbliche Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien – Monetäre Konsequenzen des Modells der Echtzeitwälzung sowie potenzielle Freiheitsgrade für aktive Akteure</i> | IZES, Energy Brainpool |
| Feb 2015 | <i>Strommarkt-Flexibilisierung. Hemmnisse und Lösungskonzepte</i> | Fraunhofer IWES / Energy Brainpool |

Daneben hat sich der BEE in die Plattformprozesse des BMWi und BMU eingebracht. Gemeinsam mit dem BMU und anderen energiewirtschaftlichen sowie wissenschaftlichen Akteuren hat der BEE an zwei Fachdialogprozessen teilgenommen, die in zwei Papiere gemündet sind, dem

- Fachdialog „Strategische Reserve“ vom Mai 2013¹, sowie dem
- Fachdialog „Strommarktdesign vom Dezember 2013².

Der BEE begrüßt, dass sich eine Vielzahl der in den Studien und Fachdialogen erarbeiteten Überlegungen in dem Grünbuch wiederfinden. Nichtsdestotrotz sieht der BEE noch einiges Optimierungspotenzial für die Erstellung des Weißbuchs.

Das Grünbuch sieht eine Reihe sog. „Sowieso“-Maßnahmen vor, die vom BEE begrüßt und durch eigene Vorschläge ergänzt werden. Auch hier hat der BEE durch Wissenschaftler in einer Studie Konkretisierungen erarbeiten lassen, die als „Genauso-Maßnahmen“ bezeichnet werden können; d.h. so konkret sollten die „Sowieso-Maßnahmen ausgestaltet werden: „*Strommarkt-Flexibilisierung – Hemmnisse und Lösungskonzepte*“ Fraunhofer IWES, Energy Brainpool.

¹ http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/sonstiges/2013/20130513_Fachdialog_Strategische_Reserve.pdf

² http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/positionen/2013/131206_Fachdialog_Strommarktdesign_Ergebnispapier_final.pdf

2. Kernthesen

Stärken des Grünbuchs

1. Das Grünbuch ist eine **sehr gute Grundlage für den weiteren Entscheidungsprozess** für die Weiterentwicklung der Strommärkte. Das Grünbuch zeigt nachvollziehbar auf, welche Vor- und Nachteile mit bestimmten Schritten verbunden wären. Das Grünbuch stellt eine gelungene Zusammenfassung der Debatte in der Plattform Strommarkt dar.
2. Der BEE begrüßt die **Festlegung des Grünbuchs auf die Einrichtung einer Kapazitätsreserve**. Diese soll laut Grünbuch unabhängig von der Beantwortung der Frage nach Kapazitätsmärkten eingeführt werden. Diese Einführung ist Konsens in der Strommarkt-Plattform, ebenso wie die grundsätzliche Umsetzung sog. „Sowieso“-Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Strommärkte. Der BEE verweist in diesem Zusammenhang darauf, dass die Kombination aus der Weiterentwicklung der Strommärkte und der Einrichtung einer Kapazitätsreserve eine sichere Energieversorgung gewährleistet. Darüber hinausgehende Maßnahmen sind nicht erforderlich; sie hätten den Charakter eines Selbstzweckes. Die Kapazitätsreserve sollte – wie vom BEE bereits im Mai 2013 vorgeschlagen – auch regionale Gesichtspunkte sowie System- und Netzkomponenten beinhalten, damit Netzengpässe berücksichtigt werden können. Der BEE regt an, die Kapazitätsreserve auch gezielt dafür einzusetzen, alte Kohlekraftwerke mit hohem CO₂-Ausstoß aus dem Markt zu nehmen. Hier bietet es sich folglich an, die Klimaschutzpolitik der Bundesregierung mit der Versorgungssicherheit zu verknüpfen.
3. Das Grünbuch spricht völlig zurecht von der **Weiterentwicklung der Strommärkte** und nicht des sog. Energy-Only-Marktes (EOM). Der Begriff des Energy-Only-Marktes ist mitunter missverständlich. Die Großhandelsmärkte spiegeln über die Terminmärkte bereits Kapazitätsmerkmale wider. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn Stromlieferungen aus Kraftwerken bereits lange vor der Lieferung kontrahiert werden. Nur wer über entsprechende Kapazitäten verfügt, kann auch Strom zuverlässig anbieten. Hinzu kommen die Regelerenergimärkte, die explizit eine Leistungskomponente beinhalten. Das Grünbuch trägt auch hier zur Versachlichung der Diskussion bei.
4. Ein weiterentwickelter Strommarkt, der durch eine Kapazitätsreserve abgesichert wird, reicht vollkommen aus, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Kapazitätsmärkte erscheinen vor diesem Hintergrund als Selbstzweck und werden vom BEE abgelehnt. Auch Stufenplan-Überlegungen, einen Kapazitätsmarkt zu entwickeln und erst im Falle eines Bedarfs „scharf zu schalten“ wird vom BEE abgelehnt, da sich die Marktakteure dann nicht auf den Fortbestand des Markt-designs verlassen können, Investitionen und Marktinnovationen ausbleiben und der Kapazitätsmarkt am Ende eine „sich selbst erfüllende Prophezeiung“ werden könnte.
5. Die sog. „**Sowieso**“- **Maßnahmen** sind zu begrüßen. Der BEE hat in den letzten Jahren eine Reihe von Studien erstellen lassen, die zeigen, wie diese konkret aussehen könnten. Insbesondere die Verkürzung der Fristen sowie die Anpassung der Präqualifikationsbedingungen in Folge des steigenden Anteils fluktuierender Energien ist hier angezeigt. Zu den sog. „Sowieso“-Maßnahmen gehört auch die Stärkung der Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen. Alleine durch die erfolgreiche Umsetzung dieser Maßnahme würde sich das Thema Versorgungssicherheit bereits über die Strommarktregulierung klären.
6. Das Grünbuch zeigt basierend auf wissenschaftlichen Gutachten auf, welche **Bedeutung nachfrageseitige Kapazität und Flexibilität** haben. Das Potenzial dieser Ressourcen ist so bedeutend, dass es einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit liefern kann/soll. Aktuell werden diese Ressourcen aufgrund hoher Überkapazitäten nicht abgefragt. Nichtsdestotrotz erscheint es sinnvoll, für diese verbrauchsseitigen Kapazitäten und

Flexibilitäten einen gleichberechtigten Marktzugang zu entwickeln, damit diese dann zur Verfügung stehen, wenn der Markt bereinigt ist. Der BEE weist an dieser Stelle darauf hin, dass Marktakteure sich immer wieder als sehr kreativ erweisen, wenn sie durch die Umstellung von Prozessen monetäre Vorteile generieren können. Es besteht daher Grund zur Annahme, dass die Marktakteure zusätzliche nachfrageseitige Flexibilitäten entwickeln werden, wenn Marktpreise dafür den Bedarf signalisieren.

7. Der BEE begrüßt die Überprüfung einer situationsbasierten Ausschreibung von Regelleistung in Abhängigkeit der Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie und die Begleitung der Gespräche zur Anpassung der Präqualifikationsbedingungen. Dabei müssen Regelleistungsmärkte mit kürzeren Ausschreibungszeiträumen und asymmetrischer Ausschreibung für alle drei Regelleistungsarten angepasst werden, um sie für fluktuierende Erzeuger wie Windenergie zu öffnen. Systemdienstleistungen sollen technologieoffen formuliert werden, um eine breite Partizipation an Akteuren zu ermöglichen. Die Möglichkeit der Schaffung von Systemdienstleistungsmärkten muss für Systemdienstleistungen, die über die technischen Mindestanforderungen hinausgehen, bestehen.
8. Kein Bestandteil des Grünbuchs, sondern des nationalen Klimaschutzprogramms vom Dezember 2014 sind weitergehende Maßnahmen zur CO₂-Reduktion im Stromsektor. Der BEE begrüßt diesen Beschluss und schlägt eine konsequente Aufnahme in das Weißbuch vor. Die verschiedenen Bereiche der Energiepolitik müssen eng miteinander verzahnt werden. Die Berücksichtigung der nationalen und europäischen Klimaschutzziele im Weißbuch ist daher unumgänglich. Nationale und europäische Klimaschutzziele sind wichtig, aber der Strommarkt kann auch mit einem angepassten Emissionshandel die nationalen Klimaschutzziele nicht erreichen; deswegen sind geeignete flankierende Klimaschutzinstrumente notwendig.
9. Der BEE begrüßt den **europäischen Ansatz** des Grünbuchs. Wir verweisen in diesem Zusammenhang darauf, dass nationale Kapazitätsmärkte den europäischen Binnenmarkt massiv verzerren. Grundsätzlich positive Einflüsse auf die Märkte haben hingegen der Ausbau von Interkonnektoren und die weitere Kooperation und Kopplung der Strommärkte sowie die gemeinsame Abstimmung von Strategischen Reserven.

Offene Punkte des Grünbuchs

1. Das Grünbuch geht implizit und im Bereich der Flexibilitätsoptionen sogar explizit von einem **Level-Playing-Field** aus, auf dem alle Akteure und Technologien die gleichen Chancen haben. Dieses neutrale Level-Playing-Field gibt es in Folge vielfacher Verzerrungen nicht. So würde heute kein Kernkraftwerk laufen, wenn es eine Versicherungspflicht für Kernkraftwerke gäbe, und kein Braunkohlekraftwerk wäre in Betrieb, wenn sich die CO₂-Kosten vollständig im Erzeugungspreis widerspiegeln würden. Hinzu kommt, dass alte abgeschriebene Anlagen mit neuen Anlagen konkurrieren, sowie Technologien, die in ihrer Lernkurve sehr weit fortgeschritten sind, mit solchen, die ihre Lernkurve zu einem großen Teil noch vor sich haben. Der BEE geht im Übrigen davon aus, dass die langfristigen nationalen Klimaschutzziele nur dann erreicht werden können, wenn die Stromerzeugung auf 100% Erneuerbare Energien umgestellt wird. Ein Anteil von lediglich 80% bis 2050 wird nicht ausreichen.
2. Das Grünbuch hat zwar die **Überkapazitäten** im Kraftwerkspark herausgearbeitet, dabei aber einen wichtigen Aspekt nicht herausgearbeitet: In Europa gibt es sehr große Kapazitäten, die nicht im Markt aktiv, aber auch nicht endgültig stillgelegt sind. Alleine die „Magritte-Gruppe“ großer europäischer Energieversorger beziffert die Leistung der „eingemotteten Kraftwerke“ bei ihren Mitgliedern auf 50 GW. Diese 50 GW warten nur auf bessere Zeiten; d.h. dass deren Eigentümer im für Deutschland relevanten Marktgebiet auf die Stilllegung weiterer Kernreaktoren sowie den Abbau von Überkapazitäten warten, um ihre Kraftwerke wieder „auszumotten“.

Beispielsweise wurde jüngst in den Niederlanden ein Gaskraftwerk von RWE „ausgemottet“, nachdem im benachbarten Belgien einige Kernkraftwerke für unabsehbare Zeit vom Netz gingen.

3. Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur führte am 29.10.2014 insgesamt 3,646 GW Kraftwerkskapazitäten auf, die vorläufig stillgelegt sind. Es ist anzunehmen, dass diese Zahl vor dem Hintergrund des Abbaus von Überkapazitäten und der schrittweisen Beendigung der Kernenergie in Deutschland in den nächsten Jahren noch größer werden wird, weil sich die Anlagenbetreiber Hoffnung auf eine Erholung der Marktpreise machen. Die vorläufige Stilllegung ist mit relevanten Kosten verbunden. Dies belegt, dass die Anlagenbetreiber auf eine Wiederinbetriebnahme unter besseren ökonomischen Voraussetzungen spekulieren.
4. Das Grünbuch übersieht die Technologie-, Kosten-, und Marktentwicklung bei Batteriespeichern. Batteriespeicher sind in den letzten Jahren deutlich günstiger geworden. Ein weiterer Preisverfall zeichnet sich ab. Gleichzeitig müssen aber Markteintrittsbarrieren weiter abgebaut werden, z.B. sollten Batteriespeicher als Netzbetriebsmittel anerkannt und Möglichkeiten zum „Pooling“ geschaffen werden. Auch wird der unmittelbare Nutzen für das Stromnetz durch Kapung der Einspeisespitzen zu wenig beachtet. Der notwendige Ausbau auf Verteilnetzebene kann sich durch eine vermehrte Installation dezentraler Batterien erheblich reduzieren.
5. Sowohl die Regelenenergiemärkte als auch die Eigenversorgung sind zeitnah erschließbare Märkte, wodurch Innovationen und Kostensenkungen weiter vorangetrieben werden. Die Annahmen vergangener Studien zu Batterien sind folglich bereits Ende 2014 völlig veraltet. Da absehbar ist, dass Batterien schon in einigen Jahren in relevantem Umfang zur Verfügung stehen werden, sollten diese bei der Betrachtung stärker berücksichtigt und deren systemdienliche Auslegung angestrebt werden.

3. Ausgangslage – Wettbewerb, Versorgungssicherheit und Überkapazitäten

Der Anteil der Erneuerbaren Energien ist in Deutschland in den letzten 15 Jahren auf über ein Viertel gestiegen. Dieser Anstieg hat den Atomausstieg erst möglich gemacht. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien hat in den letzten Jahren mit dazu beigetragen, dass die Großhandelspreise massiv gesunken sind. Und er hat das System dazu gezwungen, auf die Fluktuationen der Wind- und Solarstromerzeugung flexibel zu reagieren. Das alte Energieversorgungssystem hatte dies nur bedingt getan. In Teilen hat das Energieversorgungssystem bereits Anpassungsfähigkeiten bewiesen, was mit dazu beigetragen hat, dass der Umbau weitgehend reibungslos verlaufen ist.

3.1. Fairer Wettbewerb und Strommarktverzerrungen

Die EEG-Vergütung bildet einen Finanzierungsrahmen, der die Kosten der Stromerzeugung ehrlich und vollständig abbildet und sie gegenüber den Stromverbrauchern offen legt. Dies unterscheidet das EEG-System positiv und fundamental vom Preisregime der fossil-atomaren Stromerzeugung, bei dem zahlreiche Kostenbestandteile der Allgemeinheit, also den Steuerzahlern, diffus und unkalkulierbar auferlegt werden, insbesondere die externen Kosten für Atommüllendlager, für Umwelt- und Gesundheitsschäden etc. Zudem werden Kosten auf zukünftige Generationen verlagert, was ebenfalls dem Gebot von Generationengerechtigkeit und Fairness widerspricht.

Grundlegend für funktionierende (Strom-)Märkte ist es, die Marktverzerrungen abzubauen, welche konventionellen Energien einen Wettbewerbsvorteil verschaffen.

Der Emissionshandel, dessen Aufgabe es sein soll, die negativen Effekte des CO₂-Ausstoßes zu internalisieren, ist daran bislang gescheitert. Tatsächlich liegt der Emissionshandel am Boden und in seinem Gefolge werden durch die zu niedrigen Zertifikatspreise die Spotmarkt-Börsenpreise gedrückt.

Wie weit Kosten und Einpreisung beim Kohlendioxidausstoß auseinander liegen, zeigen die aktuellen Zahlen: Ein CO₂-Zertifikat ist bereits für deutlich unter 10 Euro pro Tonne zu haben. Die wahren CO₂-Kosten betragen laut Bundesumweltministerium (BMUB) und Umweltbundesamt (UBA) 80 Euro je Tonne. Neben den Treibhausgasdifferenzkosten gibt es noch weitere Umweltkosten – darunter die Luftschadstoffe, die zu den CO₂-Differenzkosten hinzu gerechnet werden müssen. Daraus ergeben sich Umweltdifferenzkosten, die auf den Marktwert des EE-Stroms addiert werden müssten, um einen fairen Wettbewerb zwischen EE und schmutzigen Energieträgern zu ermöglichen.

Es liegt auf der Hand, dass ein Level-Playing-Field, das die externen Kosten der fossilen Stromerzeugung internalisieren würde, dieses sehr schnell außerhalb der Wettbewerbsfähigkeit setzen würde. Dies trifft vor allem auf den Energieträger Kohle zu.

Die Kernenergie würde sofort ihre Wettbewerbsfähigkeit verlieren, wenn die Betreiber der Kernkraftwerke diese gegen einen Super-GAU versichern müssten. Die Versicherungskosten wären so hoch, dass sich der Betrieb nicht mehr rentieren würden. Das Beispiel Tepco in Japan hat gezeigt, dass der Staat bzw. die Allgemeinheit einspringen muss, wenn ein Kernkraftwerksbetreiber nicht vorab dazu gezwungen wird, vollumfängliche Versicherungspolice abzuschließen. In diesem Fall musste der Staat mit Steuermitteln die Insolvenz von Tepco verhindern, damit Schadensersatzforderungen der Beschädigten beglichen werden können. Auch in Europa wäre der Schaden eines Super-GAU so hoch, dass kein Kernkraftwerksbetreiber diesen ohne staatliche Unterstützung tragen könnte.

3.2. Wettbewerbsfähigkeit weiter gesichert

Allen Unkenrufen zum Trotz ist in Deutschland die Stromversorgung weiterhin sicher und die Strompreise sind nicht ausgefuhrt. Dies trifft auch für die Industriestrompreise zu, wie der VIK-Index bis zu seiner Umstellung im November transparent belegt hatte. Gerade die von Umlagenzahlungen weitgehend ausgenommene energieintensive Industrie hat massiv von fallenden Großhandelspreisen profitiert. An dieser Stelle sei auf die Studie³ der FÖS verwiesen, die sich im Auftrag des BEE die Entwicklung der Industriestrompreise im internationalen Vergleich im Detail angeschaut hat.

Die fallenden Großhandelspreise haben sich auch in Nachbarländern ausgewirkt, was die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft insgesamt gestärkt hat. Damit hat die Energiewende einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftslage Europas, gerade in Zeiten der Wirtschafts- und Finanzkrise.

3.3. Überkapazitäten

Interessanterweise sind die Überkapazitäten konventioneller Kraftwerke in Deutschland trotz Atomausstieg weiterhin sehr groß. So stelle man sich etwa die wirtschaftliche Situation des Kraftwerksparks in Deutschland ohne Atomausstieg vor. Die Überkapazitäten wären nochmals rund 10 GW größer.

Die Energieversorger haben durch eine Reihe von Maßnahmen auf die neuen Marktbedingungen reagiert. Sie haben den Neubau von Kapazitäten soweit möglich zurückgestellt. Fertiggestellt werden nur noch in Bau befindliche Projekte. Alte Kraftwerke werden z.T. Retrofit-Maßnahmen unterzogen, um sie flexibler zu machen, eingemottet oder bei der BNetzA auf die Stilllegungsliste gesetzt. Letzteres bedeutet allerdings nicht automatisch, dass die Kraftwerke stillgelegt werden. Die Betreiber wollen sich die Option des Weiterbetriebs offenhalten.

Die schwierige Ertragslage des konventionellen Kraftwerksparks hat in den letzten Jahren den Ruf von Anlagenbetreibern laut werden lassen, dass diese nicht nur für den Betrieb, sondern bereits für das Vorhalten von Kraftwerken Einnahmen erzielen wollen. Die Kosten hierfür soll der Stromkunde tragen. Profitieren sollen aus Sicht der konventionellen Energiewirtschaft möglichst alle Kraftwerkskapazitäten bis hin zu Kohlekraftwerken und den verbleibenden Kernkraftwerken. In Großbritannien gab es Ende 2014 die erste Kapazitätsmarkts-Ausschreibung. Die meisten Kapazitätzahlungen gehen an Bestandskraftwerke, die jetzt Mitnahmeeffekte generieren.

³ FÖS: „Industriestrompreise in Deutschland und den USA“, Mai 2014

3.4. Kein Bedarf für Kapazitätsmärkte

Bei nüchterner Betrachtung erstaunt die augenblickliche Diskussion über Kapazitätsmärkte. Der Strommarkt ist sowohl in Deutschland als auch in Europa insgesamt durch Überkapazitäten geprägt. Regionale Defizite beruhen fast ausschließlich auf mangelhaftem Netzausbau.

Die Einführung eines nationalen Kapazitätsmarktes mit Kostenvorteilen von Kapazitäten in Gebieten jenseits der Netzengpässe würde die regionalen Kapazitätsprobleme nicht lösen. Regionale Spezifika sollten dementsprechend nicht als Begründung für die Entwicklung von nationalen oder sogar europaweiten Fehlstrukturen herangezogen werden. Zudem erschweren Kapazitätsmärkte den Umbau der Energiewirtschaft im Rahmen der Energiewende durch ihre Konservierungsfunktion.

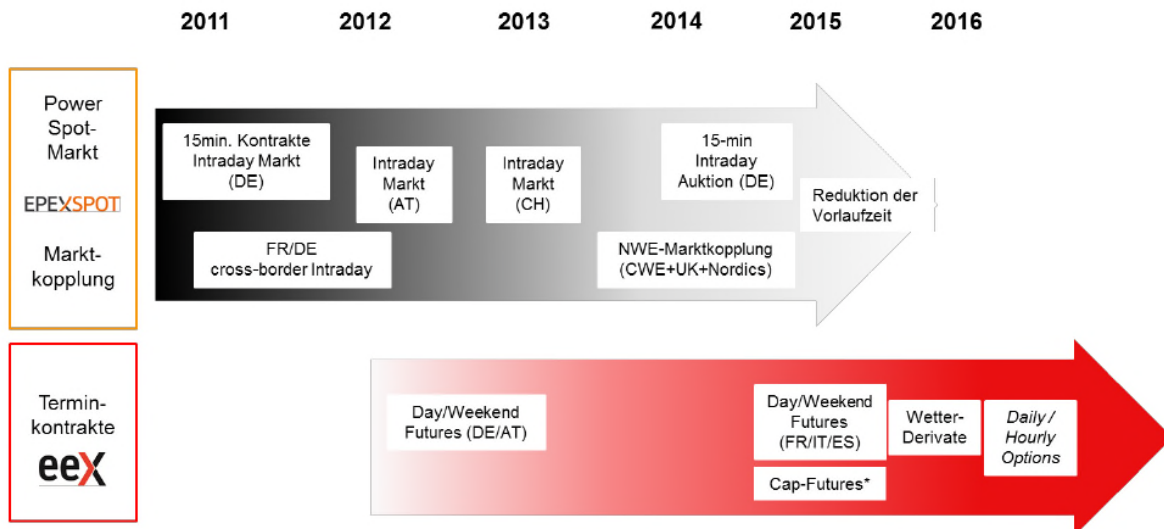
Kapazitätsmärkte würden einer Weiterentwicklung des Strommarktes entgegenlaufen; sie würden Flexibilitätsanreize aus dem System nehmen. Bereits die Option zur späteren Einführung eines Kapazitätsmarktes hätte negative Auswirkungen auf die Strategien der Akteure. Gerade die Weiterentwicklung des Strommarktes lässt vielfältige Innovationen erwarten. Dies spiegelt sich bereits heute in der Einführung neuer Börsenprodukte. Ein weiterentwickelter Strommarkt, der höhere Preise und damit auch Flexibilitäten zulässt, wird z.B. neue Flexibilitätsprodukte von Dienstleistern aber auch technische Produkte generieren. Das BMWi könnte das Weißbuch dafür nutzen, das Innovationspotenzial des weiterentwickelten flexibilisierten Strommarktes herauszuarbeiten. Entscheidend ist, dass diese Innovationspotenziale durch die Marktgestaltung angereizt und nicht über künstliche Preisgrenzen limitiert werden. Zusätzlich haben wettbewerbliche Anreize ein Selbstregulativ. Die direkte Marktpreisbeeinflussung trägt zu einem effizienten Ausbau von Flexibilitätsoptionen.

Inzwischen bestätigen Kapazitätsmarktsbefürworter zwar aktuelle Überkapazitäten, sehen diese aber nur als temporär an und „weisen“ anhand sog. Kraftwerkssterbelinien „nach“, dass es ab einem bestimmten Zeitpunkt eine Unterversorgung gäbe, die es frühzeitig durch neue Kapazitäten zu verhindern gälte.

Hier sei darauf hingewiesen, dass solche vermeintlichen Kraftwerkssterbelinien seit Jahrzehnten einen angeblichen Bedarf postulieren. Man denke nur an die sogenannte Stromlücke, die im letzten Jahrzehnt von der dena postuliert wurde und die sich heute in massiven Überkapazitäten abbildet.

3.5. Weiterentwicklung der Großhandelsmärkte

Die Großhandelsmärkte haben sich in den letzten Jahren deutlich weiterentwickelt. So wurden an der EPEX SPOT Intradaymärkte eingeführt und Ende 2014 der Spotmarkt um Viertelstunden-Kontrakte erweitert. Für 2015 sind von der EEX bereits Cap-Futures für die Absicherung von Preisrisiken aus volatiler und schwer zu prognostizierender Einspeisung angekündigt. Die EPEX SPOT plant ebenfalls für 2015 die Reduktion der Vorlaufzeit. Die EEX beabsichtigt darüber für die nächsten Jahre die Einführung von Wetterderivaten



*Absicherung von Preisrisiken im Intraday-Markt

Quelle: EEX

EPEX und EEX fassen ihre Aktivitäten folgend zusammen:

„Die Handelbarkeit von Flexibilität ermöglicht nicht nur die Absicherung von volatiler Einspeisung erneuerbarer Energien sondern gleichzeitig auch die Bereitstellung von Flexibilität, um diese Lücke zu schließen. Aus der Vergütung von Flexibilität im Markt können Anreize für Investitionen in physische Anlagen entstehen. Damit sind Produkte wie der Cap-Future in ihrer Wirkung vergleichbar mit Kapazitätsprodukten. Sie leisten nicht nur einen Beitrag für die weitere Marktintegration erneuerbarer Energien, sondern sie stellen auch eine marktbasiertere Alternative zur Einführung eines separaten Kapazitätsmechanismus dar.“⁴

Daraus kann abgeleitet werden, dass wir uns bereits heute in einem fließenden Übergang vom Strommarkt 1.0 in den Strommarkt 2.0 befinden; sowie dass Anreize zur Vorhaltung ausreichender Kapazitäten bereits über vorhandene, sowie in Vorbereitung befindliche Marktmechanismen gegeben sind und künftig noch umfassender gegeben werden.

(Weitere Möglichkeiten zur Entwicklung von Flexibilitätsoptionen werden im Kapitel 4 Flexibilitätsoptionen (Grünbuch Teil 2) dargestellt)

3.6. Kraftwerke in Wartestellung

Gerne wird bei diesen Kraftwerkssterbelinien und bei der Diskussion der Kraftwerksstilllegungsliste der BNetzA übersehen, dass eine Reihe von Kraftwerken nicht endgültig stillgelegt, sondern vorübergehend eingemottet werden⁵. Eine Vielzahl der im für Deutschland relevanten Marktgebiet eingemotteten Kraftwerke wartet auf bessere Zeiten, in denen die Überkapazitäten reduziert und die verbliebenen Kernkraftwerke stillgelegt sind. Diese eingemotteten Kraftwerke können dann schnell reaktiviert werden.

Alleine dieses Faktum zeigt, wie stark interessensgetrieben das Argument ist, dass man aufgrund der langen Planungs- und Bauzeit mehrjährige Vorlaufzeiten bräuchte, um Kraftwerke rechtzeitig zur Verfügung zu haben. Ende 2014 waren alleine in Deutschland 3,6 GW Kraftwerke eingemottet. Die wissenschaftlichen Studien, die das BMWi für das Grünbuch erstellen ließ, haben diesen Faktor vollkommen zu Recht berücksichtigt. Sie gehen in den nächsten Jahren von einem weiteren Anstieg der eingemotteten Kraftwerkskapazität aus. Wie schnell eine Reaktivierung funktionieren kann, hat

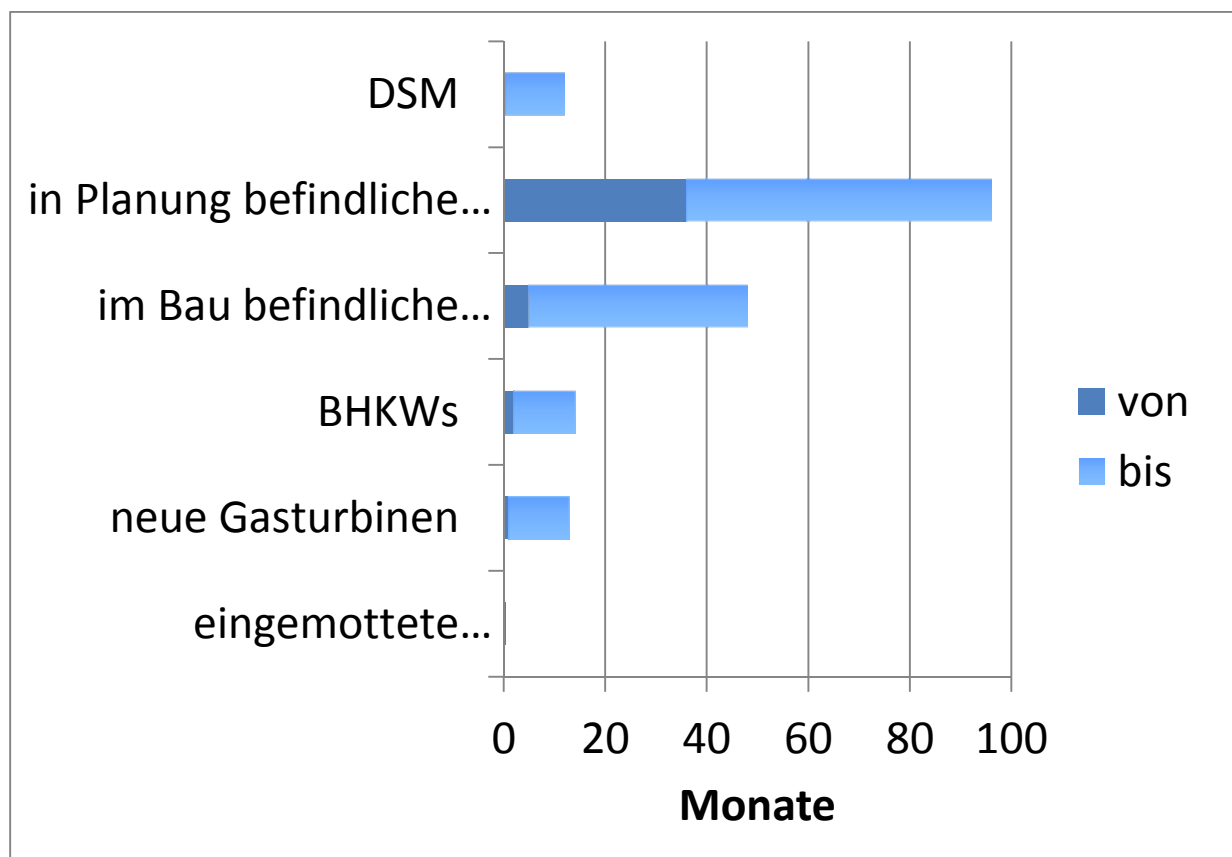
⁴ EEX: Konzeptpapier Energiewendeprodukte; 2015, S. 15

⁵ Alleine in der der Magritte-Gruppe waren bereits 2012 50 GW Kapazitäten eingemottet.

Ende 2014 RWE gezeigt, als ein niederländisches Gaskraftwerk wieder in Betrieb genommen wurde, als sich Kapazitätsengpässe in Belgien aufgrund dortiger Probleme mit Kernkraftwerken abzeichneten.

Daneben gilt es auch noch zu berücksichtigen, dass eine Reihe von Kraftwerken in den Planungen weit vorangeschritten ist, die Investoren aber die Fertigstellung angesichts der aktuell niedrigen Großhandelspreise zurückstellen (BDEW-Kraftwerksliste).

Längere Bauzeiten gelten im Übrigen nur für größere Kraftwerke. Gasturbinen lassen sich an erschlossenen Standorten mit vorhandenem Strom- und Gasanschluss sehr schnell errichten. Einzelne Gasturbinen werden mit Bauzeiten von nur einem Monat angeboten.



Quelle: BEE

3.7. Kapazitätsmärkte erhöhen die EEG-Umlage

Häufig wird übersehen, dass Kapazitätsmärkte nicht nur zu einer Kapazitätsmarktumlage führen, sondern daneben auch die bestehende EEG-Umlage erhöhen würden. Zusätzliche Kapazitäten im Markt, die sich neben dem Einnahmen durch Stromverkauf auch über Einnahmen durch Kapazitäten finanzieren würden, würden die Großhandelspreise zusätzlich drücken und damit die Differenzkosten erhöhen. Besonders gravierend wirkt sich dies aus, wenn der Must-Run-Sockel erhöht wird und dadurch gerade zu Zeiten mit niedrigem Stromverbrauch noch mehr Kapazitäten im Markt bleiben. Der BEE geht, basierend auf Aussagen des BMWi in der Strommarktplattform, davon aus, dass die EEG-Umlage um einen halben Cent durch einen Kapazitätsmarkt steigen könnte.

3.8. Zeitpunkt einer Entscheidung über Kapazitätsmärkte

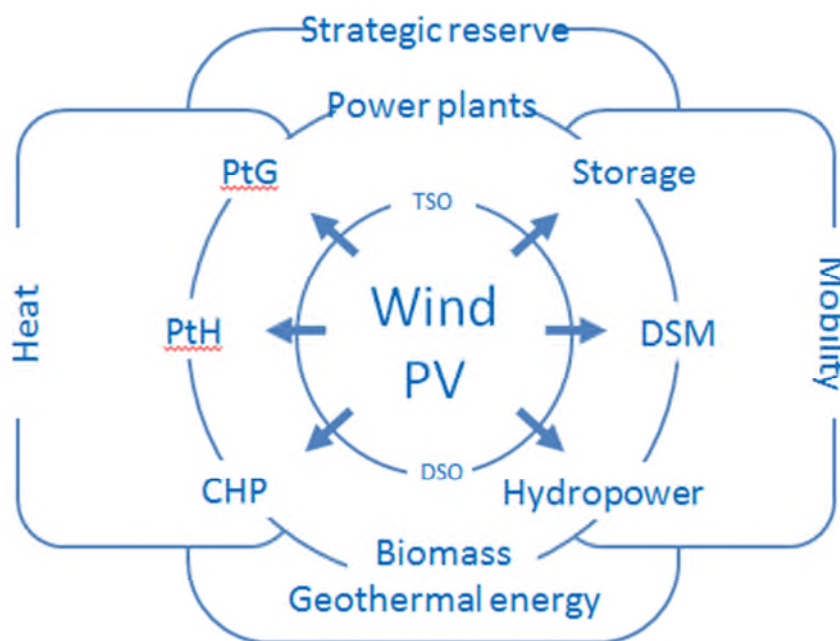
Unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit besteht folglich keinerlei Eilbedürftigkeit für eine Entscheidung. Es gibt allerdings auch ein gutes Argument für eine schnelle Entscheidung, das ist der Attentismus, der sich bei Kraftwerksbetreiber breitgemacht hat. Kraftwerksbetreiber zögern die

endgültige Stilllegung ihrer Kapazitäten in der Hoffnung hinaus, dass sie durch Kapazitätszahlung wieder eine Deckungsfürsorge erwirtschaften können. Dies führt natürlich zu einer Aufrechterhaltung der Überkapazitäten und damit einer geringeren Marge für die Kraftwerksbetreiber. Vor diesem Hintergrund erscheint es tatsächlich sinnvoll, möglichst bald eine Entscheidung zu treffen, solange es die richtige ist. Völlig widersinnig wäre es vor diesem Hintergrund, die Einführung/Scharfschaltung von Kapazitätsmärkten als mögliche Option für die Zukunft aufrechtzuerhalten. Dies würde erforderlichen Kapazitätsanpassungen zuwiderlaufen.

4. Flexibilitätsoptionen (Grünbuch Teil 2)

Das Grünbuch arbeitet sehr gut die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen heraus. Eine gute Grundlage hierfür waren die umfassenden Studien des BMWi und des BEE zum Thema Flexibilisierung.

Die entscheidende Grundlage für die Weiterentwicklung der Energieversorgung ist die Erkenntnis, dass die fluktuierenden Erneuerbaren Energien immer stärker im Mittelpunkt der Stromversorgung stehen. Netzbetreiber, Verbraucher und Märkte müssen hierauf eingehen, um eine sichere und wirtschaftliche Energieversorgung zu ermöglichen. Steht fluktuierende Erzeugung im Zentrum der Energieversorgung, so wird klar, dass die Flexibilität der konventionellen Erzeuger und der Verbraucher das Maß ist, nach dem sich ihre Stellung im Energiemarkt bemessen wird. Hinzu kommen neue Herausforderungen, die durch einen verstärkten Austausch mit den anderen Energiesektoren Verkehr und Wärme entstehen werden. Der Gesetzgeber wird hierfür Schnittstellen zwischen Sektoren schaffen müssen, die bisher über separate Regelwerke verfügen.



Quelle: BEE

Um einen schnellen und effizienten Umbau des Energiesystems zu erreichen, sollte der regulatorische Rahmen rasch so angepasst werden, dass zum einen genügend Freiräume entstehen, in denen die Marktteilnehmer neue Konzepte erproben können, andererseits sollte die Entwicklungsgeschwindigkeit auf ein gesundes, nachhaltiges Maß beschränkt werden. Die Erfahrungen der Vergangenheit zeigen, dass technologische und ökonomische Entwicklungen deutlich schneller ablaufen können, als von Wissenschaftlern angenommen. So ging bis vor kurzem die Wissenschaft davon aus, dass Batterien erst im nächsten Jahrzehnt eine Rolle spielen werden. Sowohl bei großen Regelleistungsbatterien als auch bei kleinen dezentralen Batterien in der Eigenversorgung sind aufgrund massiver Kostensenkungen bereits in den nächsten Jahren wirtschaftliche Geschäftsmodelle zu erwarten bzw. in manchen Fällen bereits eingetreten.

BEE-Stellungnahme zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)

Power-to-Heat-Anwendungen sind für eine Reihe von Stadtwerken sowie Photovoltaikanlagenbetreibern schon Realität. Die Betreiber von Netzstromersatzanlagen warten nur darauf, ihre Anlagen in die Regenergiemärkte einbringen zu können, sobald die Überkapazitäten abgebaut werden.

Der mitunter vorgenommene Vergleich technisch hochwertigster Netzstromersatzanlagen in Industrie und Gewerbe mit einfachsten Notstromaggregaten in Entwicklungsländern führt in die Irre. Diese Anlagen müssen höchste Sicherheitsstandards erfüllen. Zudem würde selbst der Ausfall vereinzelter Netzstromersatzanlagen im „Schwarm“ nicht weiter auffallen, ganz im Gegensatz zum Ausfall von großen Kraftwerken, der eine kurzfristige Belastung des Systems darstellen kann.

Der wichtigste Hinderungsgrund für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen sind die zurzeit mangelnden ökonomischen Anreize bzw. zu niedrigen Preisspreads.

In einer aktuellen Studie⁶ haben Energy Brainpool und Fraunhofer IWES folgende Hemmnisse herausgearbeitet:

- Die Nachfrager erhalten aufgrund der Tarifstrukturen nur geringe oder keine aktuellen Signale aus dem Spotmarkt und haben damit nur geringe Möglichkeiten, durch ihr Abnahmeverhalten ihren Preis zu bestimmen.
- Umlagen, Abgaben, Entgelte und Steuern werden auf die Strompreise der Verbraucher addiert und verringern den Einfluss des Marktes auf den Endpreis und damit dessen Signalfunktion.
- Am Spotmarkt sind derzeit nur geringe Preisspreads zwischen einzelnen Stunden vorzufinden. Marktpreisglättende Regularien unterstützen diese Entwicklung.
- Am Regelleistungsmarkt können aufgrund der auf steuerbare Erzeugungseinheiten abgestimmten Anforderungen kaum neue Technologien integriert werden. Zudem bedingen die Verpflichtungen am Regelleistungsmarkt den Must-Run-Betrieb der teilnehmenden Kraftwerke über die gesamte Länge des Regelleistungsprodukts.
- Das Flexibilitätspotenzial theoretisch flexibler Kraftwerke wird nicht ausgenutzt, da die Anreize zur Spotmarktoptimierung eingeschränkt sind. Zum Teil sind jedoch auch technische Beschränkungen aufgrund der Kraftwerkstechnologie oder des Kraftwerkalters Grund für einen inflexiblen Betrieb.

Die Wissenschaftler schlagen folgende Maßnahmen vor, um ein Level-Playing Field für Flexibilitätsoptionen zu schaffen:

| Maßnahme | Details zur Umsetzung |
|--|---|
| Übermittlung der vorhandenen RLM-Messwerten an den BKV in Echtzeit | Messdaten an den Versorger übermitteln, damit Bilanzkreisüberblick gegeben und Bilanzausgleich in Echtzeit möglich ist |
| Liquidität des Viertelstundenhandels erhöhen | Alle Marktteilnehmer sollen die Viertelstunde bewirtschaften, damit ein Ausgleich im Markt stattfinden kann. Hierzu Erleichterung des Viertelstundenhandels sowie stärkere Sanktionierung systematischer Abweichungen |
| Förderung der Wirtschaftlichkeit von Flexibilität | Verbesserte Sichtbarkeit von Flexibilitätssignalen vom Spotmarkt an die Teilnehmer, damit Schaffung spotmarktbasierter Finanzierungsmöglichkeiten |
| Regelleistungsmärkte anpassen | Verkürzung der Vorlaufzeit und der Produktlänge, Regelleistungsbereitstellung durch fluktuierend einspeisende Erneuerbare Energien ermöglichen. |
| Flexibilisierung von Biomasseanlagen | Weiterentwicklung, Monitoring sowie Stärkung der Flexibilitätsprämie (ggf. Wiedereinführung für Neuanlagen oder Stärkung des Flexibilitätszuschlags) |

⁶ Fraunhofer IWES, Energy Brainpool: Strommarkt-Flexibilisierung: Hemmnisse und Lösungskonzepte, 2015

| | |
|---|---|
| Abbau der Must-Run Leistung von KWK-Anlagen | Förderung des strommarktorientierten Betriebs (z.B. Dynamisierung des KWK-Bonus, Vergütung durch üblichen Preis weiterentwickeln), Entkopplung der Wärmenetzförderung vom KWK-Anteil, z.B. durch ein Herabsetzen der Grenze |
| Integration von fluktuierendem Strom in Vertriebsportfolios | Direkte EE-Integration außerhalb des EEG-Vergütungssystems stärken, damit Nachfrage nach Flexibilität steigern, z.B. durch Modelle wie das Grünstrommarktmodell |
| Gesamtkostenneutrale Dynamisierung der EEG-Umlage | Umstellung der EEG-Umlage auf ein Flexibilitätssignal, z.B. den Spotmarktpreis |
| Gesamtkostenneutrale Dynamisierung der Netzentgelte | Umstellung der Netznutzungsentgelte auf ein Flexibilitätssignal, welches Erneuerbare Energie integriert und die Netzsituation berücksichtigt. Hierzu sind global und lokal unterschiedliche Signale notwendig. |

4.1. Weiterentwicklung von Flexibilitätsoptionen befördern

Grundsätzlich richtig ist der Ansatz eines Level-Playing-Fields, dass unterschiedlichen Technologien Chancengleichheit geben werden sollte. Daraus leitet sich eine kosteneffiziente Merit-Order ab.

In Reinform gedacht ist dieser Ansatz allerdings zu statisch. Zum einen setzt er voraus, dass das vorhandene Level-Playing-Field natürlichen Ursprungs sei, was natürlich nicht der Fall ist. Der energiewirtschaftliche Rahmen ist politisch gesetzt, was sich am deutlichsten am Internalisierungs-Umfang der externen Kosten ableiten lässt. Aus einer vollständigen Internalisierung externer Kosten ergeben sich häufig vollkommen andere Wettbewerbsbedingungen als bei einem Verzicht auf die Internalisierung.

Statisch ist die Sichtweise auch da, wo sie etablierte Technologien, die in der Lernkurve weit vorangeschritten sind, gegenüber neuen Technologien bevorzugt, die ihre Lernkurve überwiegend noch vor sich haben. Dies kann dazu führen, dass in der Gegenwart eine hohe Effizienz erzielt wird. Der Verzicht bzw. die zeitliche Verzögerung von Alternativen kann längerfristig zu volkswirtschaftlich höheren Kosten führen. Die Gefahr ist insbesondere dann groß, wenn eine Lücke zwischen Forschung und Markteinführung entsteht. Dann gibt es zwar sog. Leuchtturmprojekte. Wenn dann aber keine Skaleneffekte folgen, können sich die neuen Technologien und Unternehmen nicht entwickeln.

Daher sollte bei Technologien mit entsprechendem Kostensenkungspotenzial auch grundsätzlich Markteinführungsprogramme in Betracht gezogen werden. Ein besonders erfolgreiches Beispiel der jüngsten Vergangenheit ist das Batteriespeicherprogramm der Bundesregierung, das deutlich zur Kostensenkung und Qualitätssteigerung bei Batterien beigetragen hat und Richtung verbesserter Systemintegration von Batterien weiterentwickelt und über 2015 hinaus fortgeführt werden sollte.

4.2. Lastreduktion (Ergänzungspunkt)

Neben der Flexibilisierung der Last gibt es auch die Möglichkeit, zur dauerhaften Lastreduktion, wodurch der Kapazitätsbedarf insgesamt sinkt. Dabei ist es insbesondere entscheidend die Jahreshöchstlast zu minimieren. Denn der Kapazitätsbedarf basiert auf der Jahreshöchstlast plus Reserven. Das geht zum einen durch erhöhte Energieeffizienz oder Stromsparen, aber eben auch über eine Lastverschiebung in wenigen Stunden. Die Themen Lastverschiebung und Lastreduktion hängen daher eng zusammen.

Der Blick nach Frankreich zeigt, dass dort die Kapazitätsprobleme durch einen ebenso schnellen wie starken Anstieg der Spitzenlast entstanden sind. Ursache hierfür war die Verbreitung von Stromheizungen in überwiegend schlecht gedämmten Gebäuden.

Auch wenn Stromheizungen in Deutschland ein geringeres Problem als in Frankreich darstellen, bieten sich auch hierzulande Ansätze zur Lastreduktion. Hierzu gehörte einerseits der Ersatz von ineffizienten Nachtstromspeicherheizungen durch effizientere Wärmepumpen oder durch andere – möglichst Erneuerbare – Energieträger.

Sowohl bei verbleibenden als auch neuen Stromheizungen und Wärmepumpen ist es wichtig, darauf zu achten, dass Flexibilisierungspotenziale strombasierter Wärmezeugung durch intelligente Steuerung und/oder den Einsatz von Wärmespeichern erschlossen wird.

Daneben tragen auch Maßnahmen zur Senkung des Wärmebedarfs zur Lastabsenkung bei. Wärmedämmung in Gebäuden mit elektrischen Heizungen führt folglich zur Lastabsenkung. Dies sollte bei den Gebäudeeffizienzprogrammen berücksichtigt werden. Die Nutzung von Nachtstromspeicherheizungen sollte künftig an Mindeststandards gebunden werden, um zu verhindern, dass Nachtstromspeicherheizungen auch zu Zeiten von Lastspitzen Strom beziehen. Zudem sollten die Möglichkeiten zur Lastverschiebung stärker adressiert werden.

Außerdem gilt es zu berücksichtigen, dass in einigen Nutzungsfeldern, bereits Lastabsenkungstrends aktiviert sind.

Der Ersatz von Glüh- durch Sparlampen und künftig verstärkt durch LEDs wird gerade im Winterhalbjahr zu den Abendstunden, also den Stunden mit besonders hoher Last die, die Stromnachfrage reduzieren. Das Glühlampen-Verbot wird in einigen Jahren deutliche Effekte zeigen. Es liegt auf der Hand, dass beim Thema Licht Lastreduktion von deutlich höherer Bedeutung sein wird als Lastverschiebung.

Ebenfalls relevante Lastabsenkungspotenziale ergeben sich durch die Modernisierung der Heizungsumwälzpumpen im Zuge des Heizungsaustausches, bei denen Hocheffizienzumwälzpumpen den spezifischen Verbrauch deutlich absenken, was sich ebenfalls insbesondere zu Spitzenlastzeiten im Winterhalbjahr bemerkbar macht.

Zunehmen wird hingegen die Last im Mobilitätssektor durch die Elektromobilität. Hier wird es darauf ankommen, aktives Lastmanagement zu betreiben, damit die Elektrofahrzeuge außerhalb von Lastspitzen geladen werden.

Das BMWi sollte künftig das Lastreduktionspotenzial stärker in den Fokus nehmen. Die bisherige Konzentration auf die Lastverschiebung erfasst nur einen Teil der Potenziale. Eine Zusammenarbeit zwischen Strommarkt, Flexibilisierungs- und Effizienzreferaten erscheint hier auch abteilungsübergreifend zielführend. Ziel wäre es, die Verringerung der Last im klassischen Strombereich mit der Zunahme der Last im Wärme- und Mobilitätsbereich zu synchronisieren.

4.3. Flexibilisierung der Bioenergie

Die Ausrichtung von Bioenergieanlagen auf eine flexible Fahrweise bietet große Potenziale zum Aufbau einer flexiblen und klimafreundlichen Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien, die unbedingt gehoben werden sollten. Technisch erfordert die Umstellung im Normalfall die Installation eines zusätzlichen oder leistungsstärkeren Motors, eines Wärmepufferspeichers sowie im Fall von Biogasanlagen eines Gasspeichers. Das kontinuierlich erzeugte Biogas wird dabei während der Stillstandszeiten im Gasspeicher vorgehalten, um es später mit erhöhter Leistung in einem kürzeren Zeitraum zu verstromen.

Der Fachverband Biogas e.V. geht davon aus, dass bei den derzeitigen Anreizen in den nächsten Jahren im Durchschnitt die Hälfte der bestehenden Biogasanlagen ihre Leistung für die flexible Stromproduktion auf dann 5,3 GW verdreifacht und lediglich 8 Stunden pro Tag einspeist (vorausgesetzt die Flexibilisierung wird nicht wie derzeit künstlich gedeckelt). Der restliche Bioenergieanlagenpark wird hingegen in Grundlast verbleiben und weiterhin 24 Stunden pro Tag Strom produzieren. Durch eine Ausschöpfung des im aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014) vorgesehenen Zubaudeckels könnte sich die flexible Leistung durch Bioenergie jährlich um 100 Megawatt (MW) erhöhen, auf insgesamt 6,1 GW. Im Jahr 2022, wenn die letzten Atomkraftwerke in Deutschland vom Netz gehen, entspräche der Bioenergieanlagenpark selbst bei diesem minimalen Zubau einem konventionellen Anlagenpark von 7 typischen Kohleblöcken (je 500 MW) in Grundlast und 20 typischen

Gas- und Dampfturbinen-Blöcken (GuD) in Spitzen- und Mittellast (je 300 MW), jeweils hoch effizient betrieben in KWK. Weitere Flexibilitätspotenziale im aktuellen Bioenergieanlagenpark würden durch zusätzliche Anreize gehoben werden. Allerdings muss angemerkt werden, dass unter den jetzigen Rahmenbedingungen im EEG praktisch kein Zubau neuer Anlagen erfolgt.

Aktuell sind rund 2200 Bioenergieanlagen (ca. 1,2 GW) für eine flexible Fahrweise angemeldet, mit stark steigender Tendenz (Stand: Dezember 2014), wobei es sich dabei ausschließlich um Biogasanlagen handelt. Aber auch Bioenergieanlagen auf der Basis von Holz und anderen Festbrennstoffen können erhebliche Beträge zur Systemstabilität leisten und tun dies bereits heute. Grundsätzlich verfügen Sie in dieser Hinsicht über die gleichen Fähigkeiten wie konventionelle Kraftwerke. Bioenergieanlagen sind in der Lage, alle Arten der Systemdienstleistungen zu erbringen und werden deshalb im Stromversorgungssystem der Zukunft einen essentiellen Beitrag zur Stabilisierung der Stromnetze leisten⁷. Bereits heute sind etwa 3300 Bioenergieanlagen (ca. 2,3 GW) für die Teilnahme an den verschiedenen Regelleistungsmärkten angemeldet (Stand: Dezember 2014).

Bei dem aktuellen Preisniveaus an den Regelleistungsmärkte sowie den geringen Preisspreads am Day-Ahead-Markt lassen sich die zusätzlichen Investitionen jedoch noch nicht alleine durch das Angebot von Regelleistung und eine flexible Fahrweise refinanzieren. Die Flexibilitätsprämie des EEG 2014 für bestehende und der Flexibilitätszuschlag für neue Biogasanlagen sind deshalb notwendig, um sukzessive einen flexibel betreibbaren Bioenergieanlagenpark aufzubauen, der Systemdienstleistungen erbringen und den Betrieb am Strombedarf ausrichten kann. Neben der Ausweitung der Flexibilitätsprämie bzw. des Flexibilitätszuschlags auf alle Bioenergieanlagen ist ein Strommarkt, der deutliche Preisspreads zulässt, deshalb auch für die Bioenergie eine wichtige wirtschaftliche Voraussetzung, um Systemverantwortung zu übernehmen zu können.

Darüber hinaus ist fest zu halten, dass das begrenzte Volumen des Gasspeichers das Potenzial von Biogasanlagen einschränkt, ihre Stromproduktion zu verlagern. Eine effizientere Nutzung würde erreicht, wenn die BHKW von Biogasanlagen nach der Entleerung des Gasspeichers auch mit Erdgas betrieben werden könnten.

In den nächsten Jahren steht eine wachsende Anzahl von Anlagenbetreibern vor der Entscheidung, ob sie noch einmal in ihre Anlagen investieren, um sie für die anstehenden Aufgaben zu „repowern“, oder ob sie diese in den letzten fünf bis sieben Betriebsjahren mit EEG-Förderung „auf Verschleiß fahren“ und damit ihre Erträge nach den alten Regeln optimieren. Es ist daher von großer Wichtigkeit, diesen Betreibern eine Perspektive für die Zeit nach dem Auslaufen der EEG-Förderung in den Jahren 2021 ff. zu bieten. Das gilt umso mehr, da sich die Entscheidung zwischen Verschleißfahren und Zukunftsinvestition zuerst für diejenigen Anlagen stellt, die unter dem EEG 2000 in Betrieb genommen wurden und die vorwiegend Rest- und Abfallstoffe nutzen und dabei mit niedrigen Vergütungssätzen von teilweise deutlich unter 10 ct/kWh auskommen. Wenn diese Anlagen ab 2021 sukzessive stillgelegt würden, weil die auf Verschleiß gefahren wurden, würde nicht nur ein wichtiges Potenzial für die Systemstabilität verloren gehen, sondern auch das Ziel der Politik, bei der Bioenergienutzung vorrangig auf Rest- und Abfallstoffe zu setzen, konterkariert.

Der BEE schlägt vor, mit zusätzlichen Maßnahmen die vollen Flexibilitätspotenziale der Bioenergie zu heben.

Vorschläge zur zusätzlichen Flexibilisierung der Bioenergie

- Es sollten zeitnah Regelungen geschaffen werden, die Bioenergieanlagen eine Perspektive für die Zeit nach Ablauf der EEG-Förderung eröffnen.
- Der Deckel für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie sollte gestrichen oder zumindest stark erhöht werden.

⁷ Siehe: IZES, Der Beitrag der Bioenergie zur Energiewende, Juni 2014.

- Die Flexibilitätsprämie bzw. der Flexibilitätszuschlag sollte auf alle Bioenergietechnologien im EEG ausgedehnt werden.
- Es ist zu erwägen, das Ausschließlichkeitsprinzip im EEG anzupassen, damit die BHKW von Biogasanlagen nach der Entleerung des Gasspeichers auch mit Erdgas betrieben werden können.

4.4. Echtzeit-Datenkommunikation (Grünbuch Kapitel 4.1)

Die Eckpunkte der Rolloutverordnung stellen sicher, dass relevante Daten in mehr als ausreichendem Maß erfasst werden. Nun kommt es darauf an, dass diese Daten den Energiedienstleistern diskriminierungsfrei, d.h. in Echtzeit zur Verfügung gestellt werden.

Die Verfügbarkeit von Echtzeitdaten gewinnt in der Energiewirtschaft zunehmend an Bedeutung. Wurden Echtzeitdaten früher hauptsächlich für die Betriebsführung der Übertragungsnetze genutzt, gewinnen sie heute auch für den Betrieb der Verteilernetze sowie im Rahmen des kurzzeitigen Ausgleichs von Bilanzkreisen schnell an Bedeutung. Durch den Umbau der Netz- und Erzeugungsstruktur werden immer mehr Daten benötigt, um ein optimales Zusammenspiel der verschiedenen Akteure und eine volkswirtschaftliche Kostenoptimierung zu ermöglichen. Der Gesetzgeber hat mit der Messsystemverordnung, der Datenkommunikationsverordnung sowie den Eckpunkten des vorgesehenen Verordnungspaketes „Intelligente Netze“ - bereits dafür Sorge getragen, dass zukünftig in ausreichendem Maße Daten über die momentane Erzeugung und den Verbrauch im Elektrizitätsmarkt erhoben werden. Der Austausch dieser Daten zwischen den verschiedenen Akteuren ist aber noch nicht in einem Maße gewährleistet, der für ein optimales Zusammenspiel und eine volkswirtschaftliche Kostenoptimierung notwendig wäre.

Jeder Energieversorger (EVU) in Deutschland ist dazu verpflichtet, Prognosen für den Stromverbrauch seiner Kunden sowie für die Stromproduktion seiner Anlagen abzugeben. Spätestens im Day-Ahead-Markt müssen die Residualmengen gehandelt werden und ein ausgeglichener Fahrplan für den Folgetag an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geliefert werden. Dies bedeutet, dass sich prognostizierte Erzeugung und Stromkäufe mit den Stromverkäufen und dem prognostizierten Verbrauch bilanziell genau ausgleichen. Nach der Day-Ahead-Auktion bekannt werdende Prognoseabweichungen können im Intraday-Markt ausgeglichen werden. Auf diese Weise können EVU die für Fahrplanabweichungen anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie verringern. Zudem wird so über den Markt signalisiert, wie viel Strom tatsächlich produziert werden muss.

Wird der Intraday-Markt konsequent durch die Teilnehmer genutzt, kann folglich durch seine Koordinierungsfunktion der Einsatz von Regelenergie minimiert werden, bei gleichbleibender Netzstabilität. Das Risiko, dass die vorgehaltene Regelleistung nicht ausreicht, wird reduziert und so kann in letzter Konsequenz das Must-Run-Kraftwerksportfolio verringert werden.

Informationsmangel führt zu Mehrkosten

Das Nachhandeln von Strommengen am Intraday-Markt erfordert jedoch Kenntnis über die Vorgänge im Bilanzkreis des EVU in Echtzeit. Häufig besteht jedoch keine Möglichkeit zur Einschätzung der aktuellen Produktions- und Abnahmemengen. Dies liegt einerseits darin begründet, dass der Stromversorger häufig nicht selbst Betreiber der Anlagen ist, von denen er den Strom bezieht. Diese Information liegt nur beim Betreiber der Anlage sowie beim Messstellenbetreiber des Einspeisepunkts. Ähnlich verhält es sich mit den Kunden des EVU: Diese werden auf Grundlage ihrer historischen Bezugsmuster für den Folgetag prognostiziert. Kommt es jedoch zu einer Abweichung von den üblichen Verbrauchsmustern, bspw. aufgrund eines Maschinenausfalls, erhält der Versorger keine Kenntnis über diese Änderung. Wiederum haben nur der Kunde selbst und der Messstellenbetreiber des Abnahmepunkts Kenntnis über die aktuellen Verbrauchsmengen.

Eine teure Ausstattung von Kleinverbrauchern oder Kleinerzeugern mit teuren Messstellen ist dabei nicht erforderlich, um Erkenntnisse über größere Prognoseabweichungen an die relevanten Akteure

weiterzugeben. Insbesondere analytische Lastprofile werden momentan nicht zeitnah weitergegeben; sie sollten zukünftig in Echtzeit erstellt und weitergegeben werden.

Der Verteilnetzbetreiber (VNB), der die Zählerdaten vom Messdienstleister erhält, ist laut den „Geschäftsprozessen zur Belieferung der Kunden mit Elektrizität“ (GPKE) dazu verpflichtet, dem Stromversorger „Werktags unverzüglich, spätestens aber bis 12:00 Uhr, für den Vortag bzw. für die Vortage“ die jeweiligen Zählerdaten zu melden. Entsprechend dieser Vorgabe werden die Lastdaten dem EVU in der Regel am Vormittag des Folgetags und damit erst weit nach Ende des Handelszeitraums der betroffenen Stunden zugestellt.

Ohne Kenntnis des Zustands des eigenen Bilanzkreises ist ein Nachhandeln für die Versorger am Intraday-Markt nur in unzureichender Qualität möglich, da sie gegenüber der Day-Ahead-Auktion wenige bis keine neuen Informationen besitzen. Sinnvoll ist lediglich der Handel von Differenzen zwischen Stundendurchschnitt und Viertelstunden in den Rampenstunden. Kurzfristige Änderungen im Produktions- oder Verbrauchsverhalten der Kunden können ohne Echtzeitinformationen aber nicht durch den untertägigen Handel abgebildet werden, sodass die Prognoseabweichungen in voller Höhe in die Ausgleichsenergie fließen. Diese Situation verursacht einerseits für die EVUs unnötige Kosten, andererseits werden aber auch die Möglichkeiten zur Marktkoordination der Ressourcen nicht ausgenutzt. Dies führt im ungünstigsten Fall zu einer Abschaltung von Kraftwerken, die über den Markt das Signal bekommen haben, nicht gebraucht zu werden, und andererseits einem Zuschalten eines Kraftwerks aus dem Regelenenergiepool des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB), was für alle Beteiligten zu Mehrausgaben führt. Einzige Alternative für das EVU bietet die Installation eigener Messeinrichtungen oder das Festlegen zusätzlicher Informationspflichten für die Kunden, welches jedoch mit hohem manuellem Aufwand verbunden ist. Zudem werden so ggf. doppelte Messstrukturen geschaffen, was wiederum ineffizient wäre.

Echtzeitdaten zugänglich machen

Eine Zugänglichkeit zu Echtzeitdaten bietet die Möglichkeit zur Integration von Flexibilitätsprodukten in das Portfolio eines EVU, denn die Datenlage befähigt das EVU zu evaluieren, in wie weit der Einsatz flexibler Einheiten wirtschaftlich sinnvoll sein kann. Sind die Kosten für einen Handel am Intraday-Markt vergleichsweise hoch oder eine Korrektur nach Handelsschluss der betreffenden Stunde erforderlich, könnte das EVU mit Nachfragern oder Produzenten Verträge abschließen, die eine Steuerung zur Erzielung eines Bilanzkreisausgleichs erlauben. Er kann also feststellen, ob es günstiger ist, ein Flexibilitätsprogramm zu schaffen bzw. einzukaufen oder Bilanzkreisungleichgewichte in Kauf zu nehmen.

Daher wird empfohlen, die GPKE hinsichtlich der Datenzustellungsfrist auf eine unverzügliche Lieferung nach Ablauf der gemessenen Viertelstunde anzupassen und den Vertrieben zu ermöglichen, Kenntnis über die im Bilanzkreis ggf. fehlenden oder überschüssigen Strommengen zu erlangen. In Verbindung mit einer Echtzeit-Datenkommunikation wird darüber hinaus angeregt, den Handelsschluss eines Viertelstundenprodukts im Intraday-Handel näher an den tatsächlichen Lieferzeitpunkt zu legen, sodass stets auf Basis der neuesten Informationen gehandelt werden kann.

4.5. Spot- und Regelleistungsmärkte weiterentwickeln

Technisch sind Windenergieanlagen aufgrund ihrer hohen Flexibilität schon heute geeignet, negative Regelleistung bereitzustellen. Unter gedrosselter Fahrweise können sie ebenfalls positive Regelleistung anbieten, wenn sie mit anderen Erzeugungstechnologien durch Pooling (z.B. mit Biomasseanlagen) am Markt agieren. Durch die Ausstattung mit Fernwirktechnik ist eine unmittelbare automatische Aktivierung durch den betroffenen Übertragungsnetzbetreiber möglich. Daher ist es wichtig, eine freiwillige Partizipation von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Speichersystemen in diesem Marktsegment weiter anzureizen, um diese Flexibilitätsoption zu nutzen.

Das Ausschreibeverfahren für jede Regelleistung (auch der Primärregelleistung) sollte unsymmetrisch erfolgen, d.h. eine getrennte Ausschreibung von positiven und negativen Leistungsscheiben. Dies ist

auch entscheidend, um Anreize für die Teilnahme von Windenergieanlagen zu setzen, die sonst auf dem Day Ahead- oder Intraday-Markt anbieten würden. Die Windenergie und die Photovoltaik können aufgrund ihrer hohen Flexibilität insbesondere einen großen Beitrag beim Abruf negativer Regelleistung liefern.

Durch die volatile Natur der fluktuierenden Erneuerbare Energie-Einspeisung stellen sich auch technisch-methodische Herausforderungen, die bei Regelleistung aus konventionellen Kraftwerken nicht bestanden. Die Methode (Prognosegenauigkeit) zur Bestimmung der zur Verfügung stehenden Leistung durch fluktuierende Erneuerbare Energien muss vereinbart sein, und diese muss dem Regelleistungsmarkt verlässlich kommuniziert werden. Für die Kommunikationsschnittstelle zwischen Übertragungsnetz- und Windenergieanlagenbetreiber gilt es, die bereits bestehende Kommunikationsinfrastruktur optimal zu nutzen.

Bei der Betrachtung von Regelenergie ist der Nachweis über die erbrachte Leistung wichtig. Hierbei gibt es für Windenergie zwei prinzipielle Möglichkeiten: das Modell der „Fahrplan basierten Einspeisung“ und das Modell der „möglichen Einspeisung“. Über Prognosen wird die mögliche Einspeisung des Windparks festgestellt. Bei einer Fahrplan-basierten Nachweisführung wird von einer konstanten Wirkleistungsabgabe der Windenergieanlage ausgegangen. Wird tatsächlich mehr produziert, würde bei einem Fahrplan der Windpark bereits gedrosselt gefahren, auch wenn keine negative Regelleistung abgerufen wird. Hier werden unnötige Energieverluste in Kauf genommen. Diese müssen über die Leistungspreise bei der Bereitstellung von Regelenergie in irgendeiner Form vergütet werden. Bei dem Modell der „möglichen Einspeisung“ hingegen wird statt einer festen Fahrplanvorgabe anhand von Prognosen ermittelt, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Windenergieanlage wie viel Strom erzeugen wird. Wenn nun negative Regelleistung von einem Windpark angefordert wird, führt dies zu einer Drosselung im Verhältnis zur tatsächlich möglichen Ist-Einspeisung anstelle der konstanten Wirkleistungsabgabe. Das heißt, fordert der Netzbetreiber nun negative Regelleistung, wird diese von der möglichen Einspeisung des Windparks abgezogen. Zudem können bei der „möglichen Einspeisung“-Methode Ausgleichseffekte zwischen den beteiligten Windparks, anderen Erzeugern und Verbrauchern genutzt werden. Daher sollten Windenergieanlagen die zur Bereitstellung von Regelenergie genutzt werden sollen nicht über einen vorgegebenen Fahrplan in der Stromproduktion begrenzt werden, sondern Regelleistung gegenüber der möglichen Ist-Einspeisung bereitstellen. Um den Nachweis der erbrachten Regelleistung zu führen, soll deshalb ein Modell der „möglichen Einspeisung“ Anwendung finden. Ein vorgegebener Fahrplan würde zu einer unnötigen Abregelung von Windenergieanlagen führen, der zu unnötigen volkswirtschaftlichen Kosten führen würde.

Nicht nur auf deutscher, sondern ebenso auf europäischer Ebene im Network Code on Electricity Balancing, muss der zunehmende Anteil an Erneuerbaren Energie-Anlagen in der Ausgestaltung der europäischen Verordnung zur Regelleistung entsprechend verankert werden.

Zu 4.3. Netzentgelte staatlich veranlasster Preisbestandteile

Besonders Großverbraucher verfügen über ein erhebliches Potenzial zur Erbringung von Systemdienstleistungen oder zumindest zu systemdienlichem Verhalten. Zukünftig sollten nur die Unternehmen privilegiert werden, die den Nachweis erbringen, dass sie durch systemdienliches Verhalten einen Beitrag zur Kosteneffizienz des Gesamtsystems leisten. Prinzipiell sollten die Voraussetzungen für vergünstigte Netzentgelte an die neuen Gegebenheiten angepasst werden.

Die vom BMWi vorgeschlagenen nächsten Schritte gehen in die richtige Richtung und finden unsere volle Unterstützung. Es sollte jedoch nicht nur zu einer Öffnung der Sondernetzentgelte und anderer Vergünstigungen für Lastflexibilität kommen, sondern auch bestehende Vergünstigungen auf ihre Nützlichkeit für das System überprüft und gegebenenfalls gestrichen werden. So dürfen Großverbraucher nicht länger vom Lastmanagement abgehalten werden.

Eigenstromversorgung führt zur Flexibilisierung der Verbraucher; es ist zu erwarten, dass sich der Eigenverbrauch zum Kristallisationspunkt für Innovationen entwickeln wird. Die Fabrik der Zukunft wird

flexibel auf Energiepreise reagieren und bei Bedarf systemdienliche Leistungen bereitstellen können. Dadurch werden Produktionskosten von der Entwicklung globaler Energierohstoffpreise entkoppelt und somit langfristig planbar, was die Wettbewerbsfähigkeit des Produktionsstandorts Deutschland verbessert.

Zu 5.1 Stromnetz ausbauen

An der Notwendigkeit, die vorhandene Netzinfrastruktur aus- und umzubauen, besteht kein Zweifel. Die Frage in welchem Umfang dieser Ausbau erfolgen muss, ist jedoch strittig und wird es wohl auch in Zukunft bleiben, da die Netzplanung zum einen auf Annahmen über zukünftige Entwicklungen beruht. Zum anderen besteht das Problem, dass physikalisch uneingeschränkter Stromhandel unbegrenzte Netzkapazitäten („Kupferplatte“) erforderlich machen würde, die dann teilweise nur wenig ausgelastet wären.

Für die Fragen rund um die Planung des Netzausbaus existiert durch die Einführung und Weiterentwicklung des Netzentwicklungsplans bereits eine tragfähige Lösung, und es ist sehr zu begrüßen, dass die regelmäßige Überprüfung des Netzentwicklungsplans beibehalten werden soll.

Es ist jedoch dringend geboten, politisch und regulatorisch alles daran zu setzen weitere Verzögerungen bei der Umsetzung, der als dringend notwendig eingestuften Netzausbaumaßnahmen, zu verhindern.

Ausbau der Grenzkuppelstellen und der Leitungen mit Überregionaler Bedeutung

Die Errichtung eines gesamteuropäischen Energiemarktes birgt eine Reihe von Vorteilen für den sicheren und kosteneffizienten Betrieb der Stromnetze. Leider fehlt hierzu bislang ein Konzept, wie mit den Auswirkungen eines solchen europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes umgegangen werden soll.

Neben der oben genannten Frage, inwieweit die physikalisch notwendigen Netzkapazitäten zugunsten des freien Handels überdimensioniert werden sollten und wie die Verteilung der hierdurch entstehenden Kosten erfolgen soll, wäre zu klären, ob beim Verkauf des durch die Bundesbürger geförderten EEG-Stroms in die Nachbarstaaten nicht zusätzliche Einnahmen für das EEG-Konto generiert werden sollten.

Verteilnetzausbau

Der Ausbau der Verteilnetze sollte unter der Prämisse erfolgen, Erzeugungsschwankungen soweit wie möglich regional auszuregulieren, Systemdienstleistungen möglichst aus dem eigenen Netzgebiet zu beziehen, Erzeugungsspitzen möglichst energetisch zu nutzen und Abregelungen zu vermeiden. Um den Netzbetreiber die Wahrnehmung dieser neuen Aufgaben zu ermöglichen, sind die unter Flexibilisierung genannten Punkte umzusetzen; zusätzlich sollten für die effiziente Lösung dieser neuen Aufgaben finanzielle Anreize geschaffen werden.

Systemdienstleistungen mit weniger Mindesterzeugung bereitstellen

Die Vorschläge des BMWi, die Konzepte zur Frequenzstabilität, Spannungshaltung, zum Versorgungswiederaufbau und der Betriebsführung aller Netzebenen begrüßt der BEE ausdrücklich (siehe Grünbuch Kap. 5.3).

An dieser Stelle soll aber kritisch darauf hingewiesen werden, dass die Begleitung dieses wichtigen Prozesses der Deutschen Energie Agentur übertragen wurde. Die dena scheint bisher nicht in der Lage zu sein, die wichtigsten Stakeholder einzubinden und konzentriert sich auf finanzstarke Unternehmen, die in der Lage sind, hohe Beiträge für die Mitarbeit in den entsprechenden Arbeitsgruppen zu bezahlen. Dieses Vorgehen halten wir in Hinblick auf die Vielzahl der Akteure und die Komplexität der Materie für völlig unzureichend. Unsere Bitte an das Ministerium lautet daher, zu prüfen, wie eine der Wichtigkeit des Prozesses angemessene Plattform geschaffen werden kann, an der alle relevanten Stakeholder teilnehmen können.

Auf dieser Plattform sollte auch dem angestrebten Zusammenwachsen der Sektoren Elektrizität, Wärme und Mobilität Rechnung getragen werden.

Für die Zukunft ist es entscheidend, dass die Definition der technischen Mindestanforderungen die Schaffung von Systemdienstleistungsmärkten für Systemdienste, die über diese bestehenden Mindestanforderungen hinausgehen, offen lässt. Es ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, für alle Erzeugungsanlagen sehr hohe technische Mindestanforderungen zu definieren (z.B. Blindleistungsbereitstellung unter gewissen Spannungsbedingungen), die nachher in bestimmten Netzregionen nie abgerufen werden, da sie dort lokal nicht eingesetzt werden können.

Eine transparente und für alle Stakeholder nachvollziehbare Kosten-Nutzen-Analyse für die Quantifizierung von technischen Mindestanforderungen ist vonnöten. Um die Bereitstellung von Systemdienstleistungen volkswirtschaftlich zu optimieren, ist zunächst eine technologieoffene Definition der Anforderungen erforderlich. Auf diese Weise können Systemdienstleistungen entweder von der Erzeugungseinheit bzw. -anlage erbracht werden oder beispielsweise auch über FACTS oder gesteuerten Lasten von anderen Marktakteuren geliefert werden. Die Vergütung von Systemdienstleistungen durch die Schaffung neuer (Markt) Segmente öffnet gleichzeitig Anreize für Erneuerbare Energie-Erzeuger und neue SDL-Anbieter, durch die Erfüllung zusätzlicher Anforderungen im größeren Umfang einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Dabei ist es mindestens notwendig, zwischen gesamtsystemischen (überregionalen) SDL (z.B. frequenzstabilisierende Maßnahmen) und lokalen SDL (z.B. spannungsstabilisierende Maßnahmen) zu unterscheiden.

Wir teilen die Sichtweise des BMWI hinsichtlich der Bedeutung von Redispatchmaßnahmen und der Notwendigkeit der vollständigen Entschädigung von Erzeugungsmanagement (Grünbuch Kap. 5.2), denn der Netzbetreiber muss weiterhin selbst entscheiden dürfen, welche Anlagen am effizientesten abzuregeln sind. Dies ist nur mit vollständiger Kompensation diskriminierungsfrei möglich (siehe 4.5). Wir begrüßen die Initiative zur Überprüfung der Redispatchpotenziale von Netzersatzanlagen.

Bezüglich des Absatzes zum Stromhandel möchten wir aber auf den Widerspruch zwischen effizienter Auslastung der Netzkapazitäten und ungehindertem Stromhandel hinweisen. -> siehe Grenzkuppelstellen

4.6. Spitzenkappung von Wind- und PV Einspeisespitzen⁸

Die Kappung von Einspeisespitzen stellt grundsätzlich ein geeignetes Mittel dar, um die Ausnutzung vorhandener Netzkapazitäten kurzfristig zu erhöhen. Als Alternative zur Netzverstärkung oder zum Netzausbau kann sie aber nur dort gelten, wo der Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeuger nahezu abgeschlossen ist. Als dauerhafte Lösung sollte Abregelung möglichst nur dann akzeptiert werden, wenn nachgewiesen werden kann, dass sich der betreffende VNB bemüht, eine netzentlastende Nutzung der sonst abzuregelnden Energie zu ermöglichen. Spitzenkappung darf nicht dazu führen, dass notwendige Netzausbaumaßnahmen verzögert werden.

Für den Netzbetreiber ist es wichtig, die Spitzenkappung schnell und unbürokratisch einsetzen zu können. Daher ist es nicht zielführend, einzelnen Anlagen Energiemengen zuzuordnen, die abgeregelt werden dürfen. Vielmehr sollte sich die prozentuale Abregelung auf ein Netzgebiet beziehen und dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben werden, die abzuregelnden Anlagen nach den Erfordernissen des jeweiligen Netzengpasses auszuwählen. Damit eine Gleichbehandlung aller Anlagenbetreiber gewährt bleibt, ist jegliche Abregelung vollumfänglich zu entschädigen (siehe Grünbuch Kap. 5.2). Nur so ist das praktisch umsetzbar und diskriminierungsfrei möglich.

Für weitere Details zum Thema Spitzenkappung von Wind- und PV Einspeisespitzen möchten wir auf sehr ausführliche Stellungnahme des BWE hinweisen, die wir vollumfänglich unterstützen.

⁸ Abschnitt basiert auf einem Projektbericht von Ecofys (Weiterentwicklung des Einspeise-Managements - Bewertung von Ansätzen, 2015)

4.7. Erhöhung der Bilanzkreistreue (Grünbuch Kapitel 4.2)

Das Bilanzkreissystem ist ein wesentlicher Bestandteil des Strommarktes und bildet die Schnittstelle zwischen Erzeugung, Großhandel, Netzen und Verbrauchern. In der Ausgestaltung des Strommarktes haben die Bilanzierungsregeln daher eine herausragende Bedeutung. Der BEE begrüßt es daher, dass die Bilanzkreistreue gestärkt werden soll.

In Kapitel 1.5 des Grünbuchs wird dargestellt, dass der heutige Strommarkt, der oft als „Energy-Only-Markt“ (EOM) bezeichnet wird, tatsächlich ein Markt ist, in dem nicht nur Arbeit („Energy“), sondern implizit auch Leistung gehandelt und damit auch vergütet wird, weil der Verkäufer der Arbeit einer Lieferverpflichtung unterliegt. Daher muss er die erforderlichen Kapazitäten vorhalten oder unter Vertrag nehmen. Diese Darstellung ist nur in Bezug auf den an einer Strombörse gehandelten Strom nur für den Spotmarkt sowie für den außerbörslich gehandelten Strom korrekt, da diese Geschäfte physisch, also durch eine echte Stromlieferung in einen Bilanzkreis erfüllt werden müssen. Futures hingegen, die beispielsweise an der EEX in Leipzig gehandelt werden, sind rein finanzielle Geschäfte, die nicht mit einer Lieferverpflichtung verbunden sind. Sie dienen ausschließlich der Absicherung eines Verkaufs- bzw. Einkaufspreises.

Die unbedingte Lieferverpflichtung entsteht in den Vertriebsbilanzkreisen, aus denen der Stromverbrauch der Stromkunden gespeist wird. Durch die Pflicht zum Bilanzausgleich ist der Bilanzkreisverantwortliche dazu gezwungen, den prognostizierten Strombedarf seiner Kunden viertelstundengenau zu beschaffen. Für den Großteil des Stromabsatzes macht er dies normalerweise am Terminmarkt; am Spotmarkt werden dann nur noch Differenzmengen gehandelt, die sich aus der kurzfristigen Lastprognose ergeben. Das Nachsteuern der Beschaffung müsste dabei eigentlich bis Gate Closure, also bis zum letztmöglichen Handelszeitpunkt vor der Lieferung am Intraday-Markt erfolgen. Tatsächlich machen die meisten Stromvertriebe dies aber letztmalig in der Day-ahead-Auktion und teilweise in der Intraday-Eröffnungsauktion am Vortag der Lieferung, weil sie am laufenden Intraday-Markt nicht aktiv sind. Dort handeln in erster Linie die großen Kraftwerksbetreiber und die Vermarkter des EEG-Stroms, also die Direktvermarkter und die ÜNBs.

Bei der Strombeschaffung der Vertriebe spielt die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne keine Rolle. Sie haben keine Nachfrage nach anderen als den etablierten Handelsprodukten Base und Peak, die wiederum nur von konventionellen Kraftwerken angeboten werden können. Andere Kapazitätsmarkt- bzw. Flexibilitätsanbieter kommen hierbei nicht zum Zug. Einen Bedarf an einem Flexibilitätsprodukt wie dem von der EEX geplanten CAP-Future haben daher nur die Vermarkter von Marktprämienstrom zur preislichen Absicherung von Prognoseabweichungen zwischen Day-ahead und Intraday; nicht aber die Vertriebe zur physischen Absicherung des Strombedarfs der Verbraucher. Vertriebe, die ihren Strombedarf nicht über OTC gehandelte Forwards, sondern über Futures an der EEX absichern, müssten sich streng genommen parallel um eine Absicherung der Stromlieferung für den Fall, dass am Spotmarkt die Nachfrage nicht erfüllt werden kann, kümmern. Das ist derzeit aber Theorie, da der Spotmarkt aufgrund der Überkapazitäten zu jedem Zeitpunkt über eine mehr als ausreichende Liquidität verfügt. Ob bei einer drohenden Kapazitätslücke Vertriebe, die über Futures abgesichert sind, rechtzeitig erkennen würden, dass der Spotmarkt illiquide werden könnte und sie sich absichern müssten, ist zu bezweifeln.

Dies macht deutlich, dass es für den Strommarkt von Vorteil wäre, wenn sich die Fluktuation der Stromerzeugung aus Wind und Sonne auch in den Bilanzkreisen der Stromvertriebe bemerkbar machen würde. Die Vertriebe hätten dann nicht nur einen Bedarf an gesicherter Flexibilität, den sie beispielsweise über einen CAP-Future oder über Verbrauchssteuerung ihrer Kunden decken könnten, sie wären auch gezwungen am Intraday-Markt aktiv zu werden, um kurzfristige Prognoseabweichungen nachsteuern zu können. Statt einer Nachfrage nach starrer Grundlastkapazität, die im künftigen Stromversorgungssystem nicht mehr benötigt wird, würde ein Bedarf an flexibler Kapazität, die passgenau zugeschnitten ist auf den Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung entstehen.

Wenig hilfreich erscheint dagegen der pauschale (implizite) Vorwurf einer Nichtbewirtschaftung zahlreicher Bilanzkreise. In den vergangenen Jahren wurden die Bilanzierungsregeln angepasst und es hat sich ein zunehmend liquider Intraday-Markt entwickelt. Die Volatilität der Intraday-Preise sowie der Abruf von Regelenergie deuten darauf hin, dass diese Veränderungen greifen und die Qualität der Bewirtschaftung der Bilanzkreise durch die Direktvermarkter deutlich zugenommen hat. Dazu gehört auch die stark verbesserte Prognosegüte der Direktvermarkter. Wie dargestellt sind die Stromvertriebe jedoch weiterhin am Intraday-Markt kaum bzw. überhaupt nicht aktiv, weil für sie dafür keine Notwendigkeit besteht. Das stellt jedoch insbesondere für die Erschließung von Lastmanagementpotenzialen ein signifikantes Hemmnis dar. Allerdings wäre es der falsche Weg, die Vertriebe durch Pönalen auf Bilanzabweichungen an den Intraday-Markt zwingen zu wollen. Besser wäre es, ihnen durch die Eröffnung der Möglichkeiten, die Fluktuation zu bewirtschaften, dazu unternehmerische Anreize zu geben.

Auf diese Weise wird sich der Kurzfristhandel auch im Bereich der Stromversorgung etablieren, wodurch sich Möglichkeiten ergeben werden, vorhandene und neue technische Flexibilität unter Ausnutzung von Skaleneffekten in den Stromhandel einzubringen. Bilanzkreistreue in Verbindung mit der Bewirtschaftung der Fluktuation macht also Kurzfristhandel notwendig und der Kurzfristhandel ist die Grundvoraussetzung zur Einbindung von Flexibilität in den Energiemarkt. Gleichzeitig entsteht durch die Lieferverpflichtung gegenüber den Stromkunden auch eine Nachfrage nach (mittelfristig) gesicherter Kapazität.

Zusätzliche Risiken für Marktteilnehmer wie z.B. Pönalen wegen der Nichtbewirtschaftung von Bilanzkreisen können zu Fehlanreizen und erhöhten Preisen für die Letztverbraucher führen. Insbesondere der im Grünbuch implizit erhobene Vorwurf der Nichtbewirtschaftung zahlreicher Bilanzkreisen, muss hinterfragt werden. Man scheint hier auf eine veraltete Datenbasis zurückzugreifen. In den vergangenen Jahren wurden die Bilanzierungsregeln angepasst und es hat sich ein zunehmend liquider Intra-Day-Markt entwickelt. Die Volatilität der Intra-Day-Preise sowie der Abruf der Regelenergie deuten darauf hin, dass diese Veränderungen greifen und die Nichtbewirtschaftung von Bilanzkreisen stark abgenommen hat. Auch Probleme mit der Prognosegüte der Direktvermarktung sind behoben. Pönalen bedeuten höhere Risiken für die Bilanzkreisverantwortlichen, die letztendlich an die Verbraucher weitergegeben werden. Insgesamt ist es sehr schwierig, ein Pönalensystem zu entwickeln, das keine Fehlanreize setzt. Deshalb sollte zuerst die aktuelle Datenlage durch die Bundesnetzagentur offengelegt und Alternativen mit den betroffenen Akteuren diskutiert werden, bevor derartig gravierende Maßnahmen umgesetzt werden.

4.8. Dezentrale Vermarktung dezentraler Energien

Erneuerbare Energien sind überall in Deutschland verfügbar. Daraus ergibt sich grundsätzlich der Vorteil, dass Strom aus Erneuerbaren Energien verbrauchsnahe erzeugt, vermarktet und verbraucht werden kann. Eine effiziente Kopplung von Erzeugung und Verbrauch von Ökostrom ist vor allem in dezentralen Märkten mit einem breiten Technologiemix möglich. Denn hier liegen alle relevanten Informationen vor, die eine effiziente Allokation von Angebot und Nachfrage voraussetzt. Die dezentrale Verteilung von Erzeugungskapazitäten hat konkrete wirtschaftspolitische Vorteile. Denn es müssen nicht die Erzeugungskosten allein, sondern die Systemkosten inklusive der Transportwege und der komplexen Steuerungsfunktionen berücksichtigt werden.

Zugleich ermöglicht eine dezentrale Energiewende, dass die Wertschöpfung ausgeglichener über das Land verteilt wird, so die Studie. Das erhöht technisch die Systemstabilität sowie Liefersicherheit und ermöglicht wirtschaftlich die breite Partizipation an der Wertschöpfung.

Eine Vermarktung und Nutzung des Stroms in der Umgebung seiner Erzeugung sollte die erste Option für Betreiber von Erneuerbare-Energie-Anlagen sein. Dies ist energiewirtschaftlich sinnvoll, stellt die Akzeptanz von neuen Anlagen sicher, entspricht den Verbraucherpräferenzen, erhöht die

regionale Wertschöpfung und ermöglicht Fortschritte bei Energieeffizienz und der Integration von Strom, Wärme und Mobilität. Daher soll die regionale Versorgung mit Grünstrom die Regel werden, wobei die Anreize für die lokale und regionale Vermarktung so zu entwickeln sind, dass Erneuerbare Energien ihre Wettbewerbsvorteile ausspielen können. Die Einführung eines Grünstrommarktmodells sowie positive Rahmenbedingungen für den Direktverbrauch würden die Spielräume, für die systemischen Vorteile der Dezentralität erweitern.

4.9. Ermöglichung eines Grünstrommarktes im EEG

Durch das EEG 2014 soll Strom aus erneuerbaren Energien besser in den Markt integriert werden. Dazu wurde die Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie verpflichtend. Gleichzeitig wurde das sogenannte Grünstromprivileg, das bisher die Belieferung von Kunden mit Strom aus EEG-Anlagen ermöglicht hat, gestrichen. Das bedeutet, dass es derzeit außer im Rahmen der wirtschaftlich nur in Ausnahmefällen tragfähigen sonstigen Direktvermarktung nicht mehr möglich ist, Strom aus EEG-Anlagen als Grün- oder Ökostrom an Stromkunden zu verkaufen. Denn Marktprämienstrom darf nicht als „Strom aus Erneuerbaren Energien“ geliefert werden. Fast alle Grün- bzw. Ökostromprodukte, die in Deutschland angeboten werden, basieren deshalb auf Ökostromzertifikaten aus dem Ausland.

Gleichzeitig haben die Stromversorger derzeit nichts mit der Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromsystem zu tun, obwohl sie die zentralen Akteure im Strommarkt sind. Durch ihren direkten Zugang zu den Stromkunden sind sie der Schlüssel zu einer Flexibilisierung der Stromnachfrage in Abhängigkeit des Aufkommens an Wind- und Solarstrom. Marktprämienstrom können sie jedoch nicht in ihre mittel- und langfristigen Lieferportfolien integrieren, weil sich sein Wert erst im Nachhinein an den durchschnittlichen Spotmarktpreisen bemisst. Stromversorger kaufen ihren Strom aber nicht am Spot-, sondern am Terminmarkt ein, weil ihre Kunden feste Strompreise für ein bis drei Jahre nachfragen.

Aus diesen Gründen wurde in das EEG 2014 eine Verordnungsermächtigung aufgenommen, die die Einführung eines Vermarktungsmodells für EEG-Strom als Grünstrom an Stromkunden ermöglicht. Damit soll ein Beitrag zur Akzeptanz des Ausbaus der erneuerbaren Energien geleistet und Stromversorger – auf freiwilliger Basis – die Möglichkeit gegeben werden, erneuerbare Energien aktiv in das Stromversorgungssystem zu integrieren. Voraussetzung dafür ist, Strom aus EEG-Anlagen als Grünstrom liefern und ihn auf Termin vermarkten zu können. Für die Umsetzung dieser Verordnungsermächtigung haben zahlreiche Marktteilnehmer und Verbände, darunter der BEE, einen Vorschlag – das Grünstrom-Markt-Modell – vorgelegt.

Stromversorger, die dieses Modell nutzen, haben ein hohes Interesse daran, die Stromerzeugung der EEG-Anlagen und den Strombedarf der Stromkunden auszugleichen und im Wettbewerb nach möglichst kostengünstigen Möglichkeiten für diesen Ausgleich zu suchen. Dazu gehören neben der Nutzung des Stromgroßhandels (Termin- und Spotmärkte, Strombörsen und OTC-Handel) auch physische Maßnahmen wie das Lastmanagement, der bedarfsgerechte Betrieb von erneuerbaren und konventionellen (Eigen-) Erzeugungsanlagen und der Einsatz von Stromspeichern. Für die Prognose der Erzeugung der vermarkteten Anlagen und für die Erstellung und Einhaltung von Erzeugungsfahrplänen tragen Anlagenbetreiber und Vermarkter in diesem Vermarktungsmodell die gleiche Verantwortung wie in jeder anderen Art der Direktvermarktung. Das Modell passt daher sehr gut zu den Überlegungen des BMWi zur Systemintegration und würde darüber hinaus einen wichtigen Beitrag zur Akzeptanz der Energiewende leisten. Das BMWi sollte daher zeitnah einen Verordnungsentwurf zur Umsetzung vorlegen.

4.10. Direktversorgung mit Erneuerbaren Energien

Bei vielen Stromverbrauchern – insbesondere Mietern - besteht steigendes Interesse, Erneuerbaren Strom lokal und direkt, d.h. ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, zum Verbraucher zu beziehen (Direktversorgung).

Aufgrund diverser Abgaben ist die Direktversorgung, insbesondere bei der Bioenergie, derzeit jedoch häufig nicht attraktiv. Auch die kommunalen Konzessionsrechte erschweren den Bau entsprechender nicht-öffentlicher Stromleitungen.

Dabei können Direktversorgungsmodelle den Netzausbaubedarf verringern und bei der richtigen Gestaltung netz- und systemdienlich wirken. Der BEE regt daher an, Rahmenbedingungen für Direktversorgungsmodelle zu verbessern, die systemförderlich sind und zudem einen wichtigen Beitrag zur Akzeptanz leisten.

4.11. Dynamisierung der EEG-Umlage

Der Verfall der Großhandelspreise hat in Kombination mit der gestiegenen EEG-Umlage dazu geführt, dass sich die Preisspreads reduziert haben. Das Preissystem ist damit statisch geworden und läuft den künftigen Flexibilitäts-Anforderungen entgegen.

Ein möglicher Ansatz stärkere Preissignale zu setzen, wäre eine dynamische EEG-Umlage, die sich auf den Spotmarktpreis beziehen würde. Eine dynamische EEG-Umlage würde inflexiblen Verbrauch mit höheren Kosten belasten als flexiblen Verbrauch, wenn er in Zeiten höherer Börsenpreise stattfindet. Im Umkehrschluss würden Verbraucher, die zu Zeiten mit geringen Preisen verstärkt Strom beziehen, zu diesen Zeiten die Nachfrage erhöhen und zu einer höheren Wertigkeit des Stroms beitragen.

Durch die Lastverschiebungen aufgrund der erhöhten Verlagerungsanreize durch die dynamisierte EEG-Umlage sinkt das Preisniveau auf dem Spotmarkt in den Hochpreiszeiten und steigt in den Niedrigpreiszeiten.

Es ist davon auszugehen, dass der Nettoeffekt zu insgesamt sinkenden Preisen und zu einem geringeren Durchschnittspreis am Spotmarkt führt. Grund hierfür ist die steilere Merit-Order Kurve im Hochpreissektor des Spotmarktes bzw. bei hoher Nachfrage. Die Brennstoffpreise für die Erzeugung können sich also bei einer Dynamisierung verringern. Gleichzeitig steigt der Marktwert der Erneuerbaren Energien, da in Niedrigpreisphasen der Preis stabilisiert wird. Die erlöste Umlagesumme bleibt bei korrekter Parametrisierung im Wesentlichen konstant, auch wenn gewisse Prognoseunsicherheiten ähnlich wie bei der heutigen Umlage nicht zu vermeiden sind.

Um Erfahrungen mit einer dynamisierten EEG-Umlage zu gewinnen, kann zum einen zunächst mit einer Teildynamisierung der EEG-Umlage in Höhe von 50% der EEG-Umlage begonnen werden. Die anteilige Dynamisierung ermöglicht eine stufenweise Anpassung hin zu einer vollständigen Dynamisierung und kann somit als Model für die Übergangszeit angesehen werden. Die Preisspreads sind höher als im Status Quo, aber geringer als bei vollständiger Dynamisierung. Zum anderen sollten bis auf weiteres „Haushalte“ und „Prosumer“ ausgenommen werden; es sei denn, sie nehmen freiwillig teil.

4.12. Regionale Signale einführen um Engpassmanagement und Märkte zu verknüpfen (Netzampel)

Zur Verbindung der deutschlandweiten Signale aus dem Spotmarkt mit den im Netz stattfindenden Lastflüssen schlagen wir vor, den vollständig dynamisierten Anteil der Netzentgelte in Anlehnung an den Regel- und Ausgleichsenergieumlagen im Gasmarkt zu gestalten. Grundprinzip ist ein dynamisches, globales Signal auszugeben, das sich an den Preisen des Spotmarkts orientiert, welches durch lokale Netzbetreiber bei entsprechendem Steuerungsbedarf an die Gegebenheiten im Verteilnetz in Form eines lokalen Signals angepasst werden kann. Wann oder zu welchem Anteil das globale Signal bzw. das lokale Signal ausschlaggebend für die absolute Höhe der dynamischen NNE ist, ließe sich anhand einer Netzampel transparent steuern.

4.13. Dynamisierung der Netzentgelte (Grünbuch Kapitel 4.3 und 6.2)

Eine zusätzliche Förderung von Flexibilitäten kann durch die Verwendung dynamischer Arbeitspreise bei den Netzentgelten erreicht werden. Diese können analog zur dynamischen EEG-Umlage gestaltet

und beispielsweise am Spotmarktpreis justiert werden. Der Vergleich zwischen fixer und dynamischer Umlage unterstreicht die Anreizwirkung, die eine Dynamisierung der Netzentgelte hat. Selbst bei einer Dynamisierung von nur 50% der Netzkosten und Verwendung eines starren Arbeitspreises für die übrigen 50% ist ein deutlicher Effekt auf die Nachfrage zu erwarten⁹.

Die Umstellung auf eine Dynamisierung der Netzentgelte sollte in mehreren Stufen erfolgen. Zunächst sollte die Dynamisierung nur für RLM-Kunden eingeführt werden, da diese Kundengruppe bereits über eine vorhandene Infrastruktur verfügt. Haushaltskunden im Sinne des EnWG und Kunden mit einem SLP bleiben zunächst unberücksichtigt, um einen kostenintensiven Massen-Rollout von Smart Metern zu vermeiden.

Eine optimale Aufteilung zwischen fixen Leistungspreisen und variablen Arbeitspreisen und damit zwischen Einnahmensicherheit und Flexibilitätsförderung muss in weiteren Untersuchungen ermittelt werden. Grundsätzlich ist es für eine einheitliche Flexibilitätsförderung sinnvoll, die Konditionen für alle Abnahmekunden hinsichtlich der Aufteilung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis anzugleichen. Da beide Komponenten eine Steuerungswirkung haben, sollte die bestehende, generelle Aufteilung in beide Entgeltbestandteile beibehalten werden.

Problematisch stellen sich jedoch eine Reihe von Ausnahmeregelungen dar, die bspw. für einen gleichmäßigen, hohen Strombezug (§ 19 StromNEV) gewährt werden. Wie oben erläutert, entspricht dieses Verbrauchsmuster nicht den durch die Energiewende induzierten, neuen Anforderungen an die Marktakteure. Aus diesem Grund sollte eine Vereinheitlichung für alle Netznutzer angestrebt und benannte Ausnahmeregelung umgestaltet und an die Handlungserfordernisse im Rahmen der Energiewende angepasst werden.

Da die Gestaltung der NNE sehr komplex ist, sind bei einer Dynamisierung dieser Strompreisbestandteile verschiedene Um- und Ausgestaltungsspezifika denkbar und in der weiteren wissenschaftlichen Diskussion eingehend zu überprüfen.

4.14. KWK flexibilisieren

Flexibilisierte KWK möglichst aus erneuerbaren Energiequellen eignet sich besonders gut als Back-Up-Kapazität zu fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Flexibilisierte KWK-Anlagen können zu Zeiten hoher Wind- oder Solarstromerzeugung gleichzeitig ihre Stromerzeugung zurückfahren und über Wärmespeicher Wind- und Solarstrom aufnehmen. Zu Zeiten hoher Spitzenlasten, die in Deutschland an kalten Winterabenden auftreten, kann die KWK gleichzeitig Strom und Wärme bereitstellen. Dies spricht dafür, über das künftige KWKG der KWK zum einen verbesserte Perspektiven zu geben und zum anderen die Flexibilisierung anzureizen. Gleichzeitig sollte gewährleistet sein, dass auch die KWK über verbesserte Effizienz und Einsatz von Erneuerbaren Energie einen zusätzlichen Beitrag zum Klimaschutz leistet. KWK und Erneuerbare-Energien-Technologien, z.B. Solarthermie sollten sich möglichst gegenseitig ergänzen, da beide Technologien für den Umbau der Energieversorgung gleichermaßen benötigt werden. Insgesamt sollte sich die fossile Nah- und Fernwärmeversorgung künftig noch stärker als bisher in die Heizperiode hinein verlagern und in den Sommermonaten vermehrt Raum für die Erneuerbare Wärmeerzeugung schaffen.

Trotz der Tatsache, dass die KWK-Anlagen über große Flexibilitätspotenziale verfügen, werden diese zu großen Teilen nicht genutzt. Häufig werden KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben. Die Richtgröße ist der Wärmebedarf im Wärmenetz und nicht die Marktsignale am Strommarkt. Bedingt dadurch verhalten sich KWK-Anlagen nicht systemdienlich und stellen somit trotz ihrer vorhandenen Basis-Flexibilität Must-Run-Leistung auf der Stromseite dar. Die Menge an Must-Run-Leistung ist aufgrund der Heterogenität der Anlagen und Betriebsmodi an dieser Stelle nicht zu beziffern. Ebenso kann kein

⁹ FHG-IWES/Energy Brainpool 2015

eindeutiges Bild der Situation für alle KWK-Anlagen aufgezeigt werden, da die Anlagentypen- und Konfigurationen sowie die Versorgungsaufgaben stark heterogen sind.

Im Allgemeinen ist jedoch zu beobachten, dass der Grund der Inflexibilität bei der KWK nicht in erster Linie auf technische Probleme zurückzuführen ist (z.B. fehlende Wärmespeicher, technische Restriktionen des Kraftwerks). Vielmehr ist die Inflexibilität durch regulatorische und energiewirtschaftliche Hemmnisse hervorgerufen.

KWK-Anteil bei der Wärmenetzförderung

Für einige KWK-Anlagen bedingt die Wärmenetzförderung, dass die KWK-Anlagen inflexibel gefahren werden müssen um auf einen KWK-Anteil von 60 % zu kommen. Eine Wärmenetzförderung wird nur gewährt, wenn ein KWK-Anteil der erzeugten Wärme von 60 % vorliegt. Je nach Anlagenauslegung bedeutet das für viele KWK-Anlagen eine erforderliche Zahl von Vollbenutzungsstunden von 6000 h/a oder mehr. Damit werden die KWK-Anlagen unflexibel betrieben und können nicht integrativ im Strommarkt wirken. Um dies zu ändern, ist ein Herabsenken der Grenze des erforderlichen KWK-Anteils an der Wärmeversorgung für Bestandsanlagen notwendig.

Vergütung kleiner KWK über den üblichen Preis abschaffen

Für KWK-Anlagen < 2 MWel gilt, dass der sogenannte übliche Preis aus dem Quartalsmittelwert des Strompreises berechnet wird. Aus dem üblichen Preis bezogen auf die eingespeiste Arbeitsmenge im Quartal errechnet sich die Stromvergütung. Der KWK-Bonus wird zusätzlich dazu gezahlt. Durch diese Praxis gibt es keinen Anreiz zur Flexibilisierung der Anlagen. Es wird eine Abschaffung der Praxis des üblichen Preises vorgeschlagen und gezielt die Einbindung der KWK-Anlagen in die strommarktorientierte direkte Vermarktung gefordert. Daraus lässt sich auch ein zusätzlicher Nutzen im Regelleistungsmarkt generieren.

Gasbezugskosten bei der KWK reformieren

Für erdgasbetriebene KWK-Anlagen kann ein Minderverbrauch durch häufiges Abschalten der KWK-Anlage und einen stärkeren Einsatz des Gaskessels für die Wärmeversorgung zu hohen Kosten bei bestehenden Gasbezugsverträge führen, da festgelegte Gasmengen abgenommen werden müssen („Take-or-pay“-Verpflichtungen). Bei kohlebetriebener KWK können ein Abschalten der KWK und die Deckung der Wärmenachfrage durch den Einsatz von Gaskesseln zu hohen Leistungspreisen bei den Gasnetzentgelten führen. Um die Hemmnisse in diesem Bereich abzubauen, sind Weiterentwicklungen bei den Gasnetzentgelten erforderlich, die im Bereich der Gaswirtschaft diskutiert werden müssen. Durch den Umstand, dass KWK-Anlagen auf bezogenes Erdgas keine Energiesteuern zahlen, Spitzenlastkessel hingegen schon, besteht zudem ein Anreiz eher die KWK-Anlage als den Gaskessel einzusetzen.

Integration von Power-to-Heat – Anpassung Primärenergiefaktor

Die Integration von Power-to-Heat ist wichtig, da so die Integration von Erneuerbaren Energien gefördert wird. Dies kann u.a. über ein dynamisches Umlagesystem geschehen. In diesem Zusammenhang gilt es zu diskutieren, inwieweit ein angepasster Primärenergiefaktor für Wärme aus Power-to-Heat anzusetzen ist. In einzelnen Anwendungsbereichen z.B. bei der Fernwärme in der Energieeinsparverordnung ist es für den Wärmekunden zwingend notwendig einen definierten Primärenergiefaktor zu erreichen. Für Wärme aus Power-to-Heat in Wärmenetzen könnte der Primärenergiefaktor auf null gesetzt werden, wenn die gewonnene Wärme aus EE-Überschussstrom hergestellt wird (Abregelung bei negativen Preisen oder Netzengpässen). Die Wärme aus der Umwandlung von ansonsten abgeregeltem Strom in Wärme hat durch die Umlagen im Strombereich insgesamt einen Wettbewerbsnachteil gegenüber fossil erzeugter Wärme. Für ansonsten abgeregelten Strom sollte es zu einer Angleichung der Umlagehöhen im Strom- und Wärmemarkt kommen.

5. Erreichung der Klimaschutzziele (Grünbuch Kapitel 8)

Das Erreichen der mittel- und langfristigen europäischen und nationalen Klimaschutzziele ist wichtig für eine nachhaltige Entwicklung. Der BEE unterstützt Maßnahmen, die zur Internalisierung der externen

Effekte der nicht-nachhaltigen fossil-atomaren Energieträger führen. Insofern begrüßt der BEE auch Überlegungen, den CO₂-Emissionshandel wieder funktionsfähig zu machen, damit er diese Aufgabe wenigstens teilweise wahrnehmen kann.

Der europäische Emissionshandel hat jedoch durch Fehler bei der Ausgestaltung bisher nicht die richtigen Signale für einen klimafreundlichen Strukturwandel in Europa sowie das Erreichen der nationalen Klimaschutzziele gesetzt.

Auch mit der geplanten Marktstabilitätsreserve wird der ETS erst deutlich nach 2020 stärkere Steuerungswirkungen setzen.

Damit Deutschland seine nationalen Klimaschutzziele für das Jahr 2020 erreicht und im Zeitraum bis der ETS wieder ausreichende Preissignale sendet und keine Fehlentwicklungen (Stilllegungen GuD, Neubau Kohle) stattfinden, sind wirksame flankierende Klimaschutzinstrumente erforderlich.

Der BEE macht sich jedoch keine Illusionen darüber, dass ein gestärkter Emissionshandel tatsächlich zu einem Energieträger-Switch führen könnte. Dafür wären so hohe CO₂-Preise erforderlich, die politisch kaum durchsetzbar sein dürften. Eine vollständige Internalisierung wäre allerdings eine wichtige Voraussetzung für eine Wettbewerbsgleichheit zu der dann auch die Internalisierung anderer Kosten gehören würde. Immerhin erhofft sich der BEE von einem Anstieg der CO₂-Preise eine Verringerung der Differenzkosten und damit auch der EEG-Umlage. Dies würde auch die Verzerrungen reduzieren, die durch unterschiedlich hohe Beaufschlagungen unterschiedlicher Energienachfrager geführt haben.

6. Zusammenarbeit mit Nachbarländern (Grünbuch Kap. 10)

Die Bundesregierung sollte mit den europäischen Partnern eine Abstimmung der einzelnen Kapazitätsreserven anstreben. Dies würde die Kompatibilität mit den Regeln des europäischen Strombinnenmarktes zusätzlich erhöhen. Eine koordinierte und ggfs. gemeinsame Kapazitätsreserve würde sowohl Vorteile für die Kosteneffizienz als auch für die Versorgungssicherheit mit sich bringen.

Möglich könnten eine gemeinsame Akquise der Reserve, die Koordinierung von Auslösungspreisen bzw. Auslösungsumständen, die koordinierte frühzeitige Aktivierung und eine koordinierten Kostenallokation sein.

Eine stärkere Koordination sollte auch auf der Ebene der Regelenergiebereitstellung stattfinden. Die Aufteilung Deutschlands in mehrere Regelenergiezonen lässt sich historisch erklären, aber letztlich nicht mehr begründen. Eine verstärkte Zusammenarbeit bis hin zum grenzüberschreitenden Zusammenschluss von Regelenergiezonen sollte diskutiert werden. Hier könnte zunächst in ausgewählten Regionen Pilotprojekte durchgeführt werden.

Innereuropäischer Stromhandel führt zu erhöhtem Netzausbaubedarf. Wie das volkswirtschaftliche Optimum zwischen den kostensenkenden Effekten wie der effizienteren Nutzung des europäischen Kraftwerksparks zur Vorhaltung von Reserve und Regelenergie sowie der Nutzung erneuerbarer Erzeugungsspitzen und den erhöhten Kosten für den Ausbau der Netze und Kuppelstellen zum Transport von Transitströmen, bleibt hier bislang ungeklärt. Bisher fehlt es aber an Studien und Konzepten zur Beurteilung dieser Fragen. Der BEE regt an, dass BMWi und EU-Kommissionen sich dieser Fragestellung annehmen.

Auch beim Ausbau der Erneuerbaren Energien können Kooperationen voran gebracht werden. Es wird vorgeschlagen, besonders an kritischen Nahtstellen Projekte voranzutreiben. So könnten z.B. deutsche und polnische Grenzregionen gemeinsam an intelligenten Lösungen für eine sichere Energieversorgung aus Wind, Sonne, Biomasse, Wasser und Geothermie arbeiten, dabei Netz- und Speicherlösungen betreiben und gleichzeitig Synergien zwischen Strom und Wärmesektor erproben.

7. Ausschreibungen und Marktintegration

Häufig kommuniziert wird die Erwartung, dass Ausschreibungen zur Marktintegration Erneuerbarer Energien beitragen. De facto werden bei der Ausschreibung die Vergütungssätze und Prämien nur anders ermittelt als, dies bei einer administrativen oder parlamentarischen Festlegung der Fall wäre. Der Anreiz zur Anlagenauslegung und zur Anlagenführung ist hingegen der gleiche.

Ein weiteres in dem Zusammenhang häufiges Missverständnis gibt es offenbar bzgl. der Wirkweise der gleitenden Marktprämie. Diese soll bewirken, dass die Betreiber Erneuerbarer-Energie-Anlagen ihren Strom möglichst zu dem Zeitpunkt eines höheren Marktwertes einspeisen. Die Fehlannahme, dass eine ex-ante Fixprämie einen höheren Anreiz bewirken würde, ist in Fachkreisen mittlerweile obsolet (spätestens seit der BMU-Plattformsitzung). Der monetäre Anreiz zum systemdienlichen Ansatz ist bei beiden Prämienarten identisch. Allerdings tragen Investoren bei einer ex-ante Fixprämie deutlich höhere Risiken, was sich direkt in Form höherer Risikozuschläge auf die Kosten auswirkt. Sprich: Die ex-ante Fixprämie hätte keine zusätzlichen Anreizwirkungen aber höhere Stromkosten zur Folge, unter der Annahme, dass der gleiche Ausbau Erneuerbarer Energien stattfinden soll. Zudem würden kleinere Akteure benachteiligt, die die Finanzierungsrisiken nicht tragen könnten, ganz zu schweigen davon, dass ihnen langjährige Marktabschätzungen noch schwerer fallen würden als große Investoren.

In den zuständigen Ministerien hatte sich diese Erkenntnis spätestens nach der Sitzung der Plattform Erneuerbare Energien am 8.11.2013 durchgesetzt. An dieser Stelle sei auf die MVV-Präsentation verwiesen, die eine Reihe von Irrtümern aufklären konnte¹⁰.

8. Kapazitätsreserve (Grünbuch Kapitel 11)

Das Grünbuch hat bereits eine richtige Entscheidung getroffen. Sowohl in der Variante Strommarkt 2.0 als auch in der Variante Kapazitätsmarkt ist eine Kapazitätsreserve für den Übergangszeitraum vorgesehen. Damit greift das BMWi einen Vorschlag des BEE, des BMU und anderer Akteure aus dem Frühjahr 2013 auf (Dialogpapier „Strategische Reserve“.

Damit findet das BMWi die richtige Antwort auf die Frage, ob ein weiterentwickelter Strommarkt alleine in der Lage ist, die Versorgungssicherheit gesichert zur Verfügung zu stellen. Die Kapazitätsreserve wird in Zukunft das Fangnetz für den Fall bieten, dass dies in Ausnahmesituationen einmal nicht der Fall sein sollte.

Damit ist zugleich aber auch die Frage der Versorgungssicherheit beantwortet. Über die Kapazitätsreserve hinaus noch einen Kapazitätsmarkt zu errichten, ergibt unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit keinen Sinn. Diskutiert werden kann hier bestenfalls noch darüber, ob langfristig eine Kapazitätsreserve erforderlich sein wird, um neben dem Strommarkt die Versorgungssicherheit zur Verfügung zu stellen, bzw. ob es langfristig günstigere Alternativen an der Seite des Strommarktes gibt, sollten über dessen Leistungsfähigkeit auch künftig noch Diskussionsbedarf bestehen. Unbestritten ist aber, dass ein weiterentwickelter Strommarkt inklusive Kapazitätsreserve die Versorgungssicherheit abdecken wird.

Daraus ergibt sich für die nächsten Jahre, dass ein Teil der Überkapazitäten in eine Kapazitätsreserve überführt werden sollten. Wo dies unter regionalen Gesichtspunkten schwierig ist, sollten neue Kapazitäten für die Reserve ausgeschrieben werden. Hierdurch würden die regionalen Probleme auch direkt adressiert werden und nicht nur indirekt wie bei einem Kapazitätsmarkt.

Die Überführung von Überkapazitäten in die Kapazitätsreserve bietet zudem die Gelegenheit dafür, auch den Gesichtspunkt, des Umwelt- und Klimaschutzes in das Strommarktdesign zu integrieren. Wenn es gelingt, gerade Kapazitäten mit besonders hohen spezifischen Treibhausgasemissionen aus

¹⁰ Siehe auch MVV-Strommarkt-Studie „Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Juli 2013

dem Markt zu ziehen, würde dies massiv dazu beitragen, dass Deutschland seine Klimaschutzziele erreichen und Europa künftig ambitioniertere Klimaschutzziele anstreben kann.

An dieser Stelle zeigt sich im Übrigen, dass es zu kurz gedacht ist, beim Thema Strommarktdesign nur auf die Pfeiler Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu setzen. Auch hier muss das ganze energiewirtschaftliche Dreieck Berücksichtigung finden. Ein vernetztes Denken erweist sich als geeigneter, als bei Teiloptimierungen, deren externen Effekte an anderer Stelle wieder ausgeglichen werden müssen.

Eine Kapazitätsreserve, die relevante Teile älterer Kohlekraftwerke beinhaltet, müsste ggfs. eine Flexibilitäts-Merit-Order beinhalten, die gewährleistet, dass zunächst die schnell verfügbaren Kraftwerke aktiviert werden und die Langsamsten erst nachgeordnet.

Bei der Ausgestaltung der Kapazitätsreserve gilt sicherzustellen, dass sie auch Aspekte der Systemicherheit berücksichtigt wie dies durch die bereits implementierte Netzreserve geschieht. Eine Integration der Netzreserve in eine Kapazitätsreserve könnte z.B. über eine Regionalkomponente vorgenommen werden.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Dr. Hermann Falk
Geschäftsführer
030 275 81 70-10
hermann.falk@bee-ev.de

Carsten Pfeiffer
Leiter Strategie und Politik
030 275 81 70-21
carsten.pfeiffer@bee-ev.de