

Stellungnahme

zum Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)

Ein Strommarkt für die Energiewende

Berlin, 21. August 2015



Kernthesen des BDEW zum Weißbuch

1. Der BDEW hält die im Weißbuch vorgeschlagenen Maßnahmen zur Stärkung, Flexibilisierung und Absicherung des EOM („Sowieso-Maßnahmen“) für überwiegend richtig. Er wird sich konstruktiv am Prozess der Ausgestaltung dieser Maßnahmen beteiligen und bietet hierfür seine Unterstützung an.
2. Die Kapazitätsreserve stellt – zumindest auf mittlere Sicht¹ – ein grundsätzlich sinnvolles Instrument dar. Der BDEW fordert die Bundesregierung auf, die Kapazitätsreserve umgehend rechtlich zu verankern. Dies gilt auch für ihre wettbewerbliche und technologieoffene Beschaffung. Die Regelung muss vom BMWi beihilferechtlich sicher ausgestaltet werden. Die jetzt vorgeschlagene beschaffungsseitige Übergangsregelung darf nur eine einmalige Ausnahme darstellen.
3. Da die innerdeutschen Netzengpässe erst in einigen Jahren weitgehend beseitigt werden können, ist aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber eine Verlängerung der ResKV bis Ende 2023 sinnvoll, um eine Netzreserve in erforderlichem Umfang und ausreichender Qualität für den südlichen Raum Deutschlands mobilisieren zu können. Von Seiten der Kraftwerksbetreiber wird dieses Ansinnen unter den Voraussetzungen einer angemessenen Vergütungsregelung sowie einer ausgewogenen Ausgestaltung der weiteren Rahmenbedingungen und Verfahrensgestaltung mitgetragen. Zur Beseitigung der Netzengpässe in Süddeutschland muss der Netzausbau oberste Priorität genießen. Ein Zubau neuer Kapazitäten kann nur Ultima Ratio sein. Geregelt werden müssten in diesem Zusammenhang dann die näheren Details für den Bau der Kraftwerke für das 2 GW-Segment für Süddeutschland. Es muss auf jeden Fall sichergestellt werden, dass Errichtung und Betrieb solcher Kraftwerke die Funktionsfähigkeit des Strommarkts 2.0 nicht nachhaltig untergraben.
4. Mit den im Weißbuch vorgeschlagenen konkreten Maßnahmen und unter Einbeziehung der Nachbarstaaten kann nach Einschätzung des BDEW auch ohne Einführung eines dezentralen Leistungsmarkts für eine Reihe von Jahren Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleistet werden.
5. Anders als das Bundeswirtschaftsministerium ist der BDEW nicht davon überzeugt, dass sich der EOM so ertüchtigen lässt, dass er zusammen mit einer moderat dimensionierten Kapazitätsreserve dauerhaft auf hohem Niveau Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Deshalb hält der BDEW das im Weißbuch vorgesehene Monitoring für essentiell. Dabei sollte der Vorschlag des BDEW, den EOM mit einem dezentralen Leistungsmarkt abzusichern, explizit in die Prüfung einbezogen werden, sobald erkennbar wird, dass die Kapazitätsreserve einen bestimmten Anteil an der Jahreshöchstlast oder eine bestimmten Abrufhäufigkeit überschreitet. Wegen der langen Vorlaufzeiten für die Einführung eines

¹ Siehe Kernthese 5 (Monitoring)

Kapazitätsmarkts plädiert der BDEW dafür, diesen Punkt schon jetzt rechtlich zu verankern.

6. Im Hinblick auf die Kraft-Wärme-Kopplung bewertet der BDEW die Aufgabe bzw. Absenkung des bisherigen Ziels von 25 Prozent KWK-Stromanteil an der gesamten Nettostromerzeugung als kontraproduktiv für die Umsetzung der Energiewende. Mit Wärmespeicher und Power-to-Heat ausgestattete KWK-/Wärmenetzsysteme können in hohem Maße zur Integration großer Strommengen aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien beitragen und bilden eine wichtige Schnittstelle zwischen Strom- und Wärmemarkt. Die flexible KWK wird für lange Zeit ein bedeutender Baustein der Energie- bzw. Wärmewende sein. Insofern muss das bestehende Ziel von 25 Prozent KWK-Stromanteil an der gesamten Nettostromerzeugung bestehen bleiben und zusammen mit dem Anwendungszeitraum des KWK-G auf das Jahr 2025 gestreckt werden. Die angedachten Förderungen für KWK-Bestandsanlagen, den Neubau und die Modernisierung von KWK-Anlagen sowie für die Umstellung von Kohle- auf Gas-KWK-Anlagen greifen deutlich zu kurz. Deren konkrete Ausgestaltung muss – z. B. durch die dringend erforderliche Einbeziehung von KWK-Anlagen auf der Brennstoffbasis Kohle, KWK-Anlagen kleiner 10 MW sowie noch in der KWK-Förderung befindliche KWK-Bestandsanlagen in den Bestandszuschlag und die Anhebung der Anreize für Neubau und Modernisierung – noch erheblich optimiert werden. Insbesondere müssen die hohe Effizienz und der positive Effekt bei der Vermeidung von CO₂ zur Erreichung der Klimaschutzziele weiterhin sichergestellt werden.
7. Der BDEW weist darauf hin, dass die Bilanzkreisverantwortlichen in den letzten Jahren viele Verbesserungen im Bilanzkreismanagement bereits vollzogen haben, die bei Einführung weiterer Maßnahmen berücksichtigt werden müssen. Dabei zeigt sich, dass der aktive Ausgleich der Abweichungen in den Bilanzkreisen gerade dann besser wird, wenn der Markt liquide und im Intraday der Handelsschluss möglichst nahe an der tatsächlichen Erfüllung ist. Die Bilanzkreisverantwortlichen haben zudem viel Aufwand in die Weiterentwicklung der Prognosefähigkeiten investiert, so dass trotz steigender Anforderungen durch nicht-steuerbare Erzeugung und sich verändernde Lasten Abweichungen in den Bilanzkreisen heute deutlich geringer sind. Eine Anpassung des Ausgleichsenergiepreises in einzelnen Punkten ist dennoch sinnvoll.
8. In seiner Funktion zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung nimmt der Regelenergiemarkt eine besondere Rolle ein: Die Regelleistung ist die letzte zu ergreifende, marktlich konstituierte Maßnahme zum Erhalt der Frequenz und des Leistungsausgleichs. Die systematischen Abweichungen im Ausgleichsenergiemarkt haben seit 2007 beständig abgenommen. Dies steht auch im Zusammenhang mit dem Intradaymarkt, der ausreichend Flexibilität zu sehr geringen Preisen bietet, die von vielen Bilanzkreisverantwortlichen direkt oder über Dienstleister genutzt wird. Alle Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarkts müssen sicherstellen, dass die Liquidität des Intradaymarkts nicht geschwächt wird und der sichere Netzbetrieb weiterhin gewährleistet bleibt.
9. Die Verteilernetzbetreiber stellen ein wesentliches Fundament der Energiewende dar und werden in den nächsten Jahren vor große Herausforderungen gestellt. Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind entsprechend anzupassen, indem z. B. der Zeitverzug

der Kostenanerkennung in der Anreizregulierung abgeschafft wird. Daneben ist bei den Veränderungsprozessen darauf zu achten, die Prozesse schlank und beherrschbar zu halten und Bürokratie einzudämmen.

10. Bei einer Weiterentwicklung der Netznutzungsentgelte ist darauf zu achten, dass hierbei Kostenorientierung und Netzdienlichkeit aufrechterhalten und verbessert werden. Vor diesem Hintergrund spricht sich der BDEW für eine zügige Abschaffung der vNE für volatile Erzeugung und eine Anhebung der Grundpreiskomponente im Rahmen von Grund-/Arbeitspreissystemen aus.
11. Der BDEW unterstützt seit vielen Jahren die Weiterentwicklung der verschiedenen Plattformen, die tagtäglich Transparenz gewährleisten. Die Arbeiten dazu begannen in 2009 mit der Einrichtung der EEX-Transparenzinitiative auf Basis der Anforderungen des BMWi. Eine hohe Transparenz wird heute auch im Rahmen der europäischen Transparenzplattform gewährleistet, die der grenzüberschreitenden Dimension des Strommarkts Rechnung trägt. Die Transparenz der bestehenden Plattform kann weiter verbessert werden. Die Forderung nach einer weiteren Plattform ist jedoch nur bedingt nachvollziehbar – vor allem, da die Verbesserung der europäischen Plattform derzeit angegangen wird. Die Einführung dieser zusätzlichen Plattform würde außerdem den von der Bundesregierung am 11. Dezember 2014 verabschiedeten „Eckpunkten zur weiteren Entlastung der mittelständischen Wirtschaft von Bürokratie“ entgegenstehen. Darin hat die Bundesregierung explizit für die Energiewirtschaft das Ziel formuliert, in zwei Jahren ein Drittel und in drei Jahren die Hälfte der rund 500 bestehenden Meldepflichten der Energiewirtschaft abzubauen oder zu vereinfachen. Die Plattform würde zu weiteren, unnötigen Informations- und Berichtspflichten führen.
12. Auch wenn die vorgeschlagenen Maßnahmen ein weites Spektrum umfassen, werden die Beiträge, die der Gasmarkt zu einer kostengünstigen und klimaschonenden Stabilisierung der Versorgungssicherheit beitragen kann, unzureichend gewürdigt. Beispielsweise können Erdgaskraftwerke ebenfalls die fluktuierende Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien sehr gut ergänzen und damit einen wesentlichen Beitrag zu einer jederzeit sicheren Versorgung leisten.
13. Der wichtigste und entscheidende Teil der Arbeit zur Umsetzung der Energiewende liegt nach Überzeugung des BDEW noch vor uns: In quantitativer und vor allem in qualitativer Hinsicht muss unser bestehendes Stromversorgungssystem konsequent weiterentwickelt und umgebaut werden. Einige der dazu unerlässlichen technischen Systeme wie verschiedene Speichertechnologien oder Softwareentwicklungen zur Netz- und Systemsteuerung sowie zur Gewährleistung von „intelligenter“ Zusammenarbeit der verschiedenen technischen Systeme sind heute zum Teil erst in Ansätzen verfügbar und noch nicht kommerziell erprobt.

Gliederung

A. Grundsatzentscheidung	7
B. Strommarkt 2.0 (Weißbuch Teil III)	9
a. Konkrete Maßnahmen	9
Maßnahme 1: Freie Preisbildung – Vertrauen entscheidend	9
Maßnahme 2: Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht – Klarstellung notwendig	9
Maßnahme 3: Bilanzkreistreue – mildere Maßnahmen ausreichend	10
Maßnahme 4: Viertelstündliche Bilanzierung – nur geringer Verbesserungsbeitrag	12
Maßnahme 5: Europäische Einbettung richtig – Fokus vordringlich auf Frankreich und Pentalateralen Raum richten	13
Maßnahme 6: Öffnung der Regelleistungsmärkte – Schwerpunkte richtig setzen	13
Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte – ein konzeptionell vielversprechender, inhaltlich aber noch unklarer Ansatz	15
Maßnahme 8: Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen	16
Maßnahme 9: Netzentgeltsystematik weiterentwickeln	17
Maßnahme 10: Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher sind erforderlich	18
Maßnahme 11: Elektromobilität – Zugang zu Ladepunkten ist zentral	19
Maßnahme 12: Vermarktung von Netzersatzanlagen nur unter Einhaltung technischer Regeln möglich	19
Maßnahme 13: Einführung von Smart Metern muss Anforderungen der Energiebranche berücksichtigen	20
Maßnahme 14: Reduzierung der Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen braucht stimmiges Konzept	21
Maßnahme 15: Mindesterzeugung – Reduktionspotenziale realistisch betrachten	22
Maßnahme 16: Kraft-Wärme-Kopplung unterstützt die Energiewende	23
Maßnahme 17: Transparenz über Strommarktdaten – Handlungsbedarf zweifelhaft	24
Maßnahme 18: Monitoring wichtig – besonders für Plan B	25
Maßnahme 19: Kapazitätsreserve verankern und einführen	26
Maßnahme 20: Netzreserve / Reservekraftwerksverordnung	28
b. Zukünftige Handlungsfelder	29
Handlungsfeld 1: Konkrete Ansätze zur Vertiefung des Binnenmarkts ergreifen	29
Handlungsfeld 2: Erneuerbare Energien übernehmen Systemverantwortung	29
Handlungsfeld 3: “Rollentausch“ schreitet voran	30

Handlungsfeld 4: Sektorkopplung macht die Energiewende effizienter	31
Handlungsfeld 5: Energieeffizienz mit größerem Nachdruck verfolgen	32
Handlungsfeld 6: Verzahnung von Netz und Markt	33

Das Weißbuch Im Einzelnen

A. Grundsatzentscheidung

Die Bedeutung eines funktionierenden Strommarkts kann kaum hoch genug eingeschätzt werden. Dies gilt nicht nur für den Day-Ahead-Markt sondern auch für den Intradaymarkt, den Regelenenergiemarkt und den Terminmarkt. Der deutsche Strommarkt und seine Teilmärkte haben – auch im europäischen Vergleich – ein sehr hohes Maß an Wettbewerbsintensität erreicht. Der BDEW unterstützt alle Maßnahmen, die zur Erhaltung und Verbesserung der Funktionsfähigkeit des EOM erforderlich sind.

Allerdings geht es vorliegend darum, ob der EOM mit der nötigen Sicherheit in der Lage sein wird, die Versorgung mit Strom stets ausreichend zu gewährleisten. Die vom BMWi angeführten Gründe lassen diesen Schluss nicht mit der erforderlichen Sicherheit zu:

- **Aktuelle Überkapazitäten sind kein Ruhekiten.** Der vorhandene Sockel an disponiblen einsetzbaren Kraftwerken wird aufgrund von getroffenen und möglichen Desinvestitionsentscheidungen sowie des Kernenergieausstiegs abschmelzen. Investitionen in neue Kapazitäten werden in Zukunft immer riskanter werden, weil die Einsatzzeiten, in denen sie ihre Investitionskosten zurückverdienen müssen immer kürzer und schwerer vorhersehbar werden. In ganz besonderem Maße betrifft dies Spitzenlastkraftwerke, Speicher und teure Flexibilisierungsmaßnahmen auf der Kundenseite (DSM). Die aktuellen Marktbedingungen lassen jedenfalls keine Investitionen zu. Auch bei Zulassung von knappheitsbedingten Preisspitzen dürfte das Investitionsrisiko für die meisten Marktteilnehmer zu hoch bleiben. Umso wichtiger wird zukünftig, dass in die freie Preisbildung an den Strommärkten gerade in Knappheitszeiten nicht eingegriffen wird. Zudem benötigen Investitionen in neue Kapazitäten lange Vorlaufzeiten.
- **Deutschland darf sich nicht einseitig und uneingeschränkt auf das Ausland verlassen.** Der grenzüberschreitende Stromaustausch ist wichtig und wird mit zunehmendem Anteil von Wind- und Sonnenenergie noch sehr viel wichtiger werden. Die im Weißbuch genannten Überkapazitäten von 60 GW beziehen sich auf den europäischen Raum. Wie der BDEW in seiner Stellungnahme zum Grünbuch dargelegt hat, liegt der tatsächlich für Deutschland nutzbare Teil u. a. aufgrund von begrenzter Transportkapazitäten deutlich darunter (Faktor 3).

Der auch von der Bundesregierung geforderte Ausbau der Interkonnectoren und der Ausbau des inländischen Transportnetzes – insbesondere in Nord-Süd-Richtung – ist unerlässlich. Durchmischungseffekte auf der Verbrauchsseite und bei der Einspeisung von Sonne und Wind können auch nach Überzeugung des BDEW in einem regionalen Markt sehr viel besser genutzt werden. Allerdings lässt sich durch den Ausbau von Interkonnectoren allein keine Versorgungssicherheit gewährleisten.

- **Preisspitzen und das längerfristig erwartbare Preisniveau werden zur Finanzierung der benötigten Kapazitäten voraussichtlich nicht ausreichen.** Unbestritten können erwartete Preissignale am Spot- und Regelenenergiemarkt die Marktparteien dazu veranlas-

sen, ihre Risiken durch Absicherungsgeschäfte im Terminmarkt zu minimieren. In einem durch hohe Anteile intermittierend einspeisender Erneuerbarer Energien charakterisierten Markt ohne Kapazitätsmechanismus müssen neue Kraftwerke ihre Betriebs- und Finanzierungskosten durch den Einsatz in wenigen Stunden im Jahr erwirtschaften. In diesen Stunden müssen dann ausreichend hohe Preisspitzen auftreten. Wenn nun Unsicherheiten darüber bestehen, ob und wann diese Preisspitzen auftreten und ob die Politik in Deutschland und in den Nachbarländern diese Preisspitzen akzeptiert, werden Unternehmen aufgrund der enormen Risiken auf eine Investition verzichten. Damit Versorgungssicherheit auf Basis Erneuerbarer Energien gewährleistet werden kann, sind neben der Anpassung des EOM eine Reihe von wichtigen Maßnahmen notwendig, die teilweise von der deutschen Regierung, teilweise auf EU-Ebene bis spätestens 2025 durchgeführt werden müssen. Hierzu gehören der schnelle Ausbau der Übertragungsnetze, insbesondere in Nord-Süd-Richtung, die Beschleunigung des europäischen Transportnetzausbaus und der Netzkopplung und die vollständige Integration der Erneuerbaren Energien in den Markt und das Energieversorgungssystem. Insofern sind verlässliche Investitionsbedingungen rechtzeitig zu schaffen, um dringend benötigte Kapazitäten abzusichern.

Anders als das Bundeswirtschaftsministerium ist der BDEW nicht davon überzeugt, dass sich der EOM so ertüchtigen lässt, dass er zusammen mit einer moderat dimensionierten Kapazitätsreserve dauerhaft auf hohem Niveau Versorgungssicherheit gewährleisten kann.

Essentiell ist es daher, mit geeigneten ökonomischen Anreizen dieses Entscheidungsdilemma zu durchbrechen. Dies wäre der Dreh und Angelpunkt für die Funktionsfähigkeit eines Strommarktes 2.0.

Sollten diese Anreize nicht implementiert werden, ist das im Weißbuch vorgesehene Monitoring umso wichtiger. Der BDEW ist nach wie vor von dem von ihm gemeinsam mit dem VKU vorgeschlagenen dezentralen Leistungsmarkt (DLM) überzeugt, sofern sich zeigen sollte, dass der ertüchtigte und um eine Kapazitätsreserve gemäß Maßnahme 18 ergänzte EOM nicht zu ausreichender Versorgungssicherheit zu vertretbaren Kosten führt. Der DLM

- finanziert genau so viel Kapazität, wie die Vertriebe für die sichere Versorgung ihrer Kunden brauchen;
- liefert nicht mehr, aber besser prognostizierbare Erträge als ein funktionierender Strom-Großhandelsmarkt;
- senkt das Investitionsrisiko für flexible Spitzenlastkraftwerke, Speicher und DSM-Maßnahmen ohne bestehende Kraftwerke oder bestimmte Technologien zu diskriminieren.

Unabhängig davon unterstützt der BDEW die im Weißbuch vorgestellten konkreten Maßnahmen und künftigen Handlungsfelder in ihrer Mehrzahl.

B. Strommarkt 2.0 (Weißbuch Teil III)

a. Konkrete Maßnahmen

Maßnahme 1: Freie Preisbildung – Vertrauen entscheidend

Die Aufnahme einer entsprechenden Zielbestimmung in das EnWG verdient grundsätzlich Zustimmung. Eine solche Zielbestimmung entfaltet keine Bindungswirkung. Ihre Wirkung hängt letztlich davon ab, dass sie von künftigen Gesetzgebern nicht außer Kraft gesetzt wird, also vom Vertrauen in die Verlässlichkeit von Politik. Angesichts der Frequenz der Änderungen des EnWG (mindestens 29 seit 2005²) bleibt dies aber hinter einer Garantie zurück (S. 60 des Weißbuchs).

Neben direkten Eingriffen in die Preisbildung sind darüber hinaus auch indirekte Maßnahmen zur Begrenzung von Preisspitzen denkbar, z. B. die Ausschreibung von Kapazitäten. Die Unterbindung solcher Maßnahmen kann durch das EnWG jedoch nicht vollständig gelingen.

Bei der Ausgestaltung ist dafür Sorge zu tragen, dass eine spätere Einführung von Knappheitsindikatoren, wie sie der DLM vorsieht, möglich bleibt.

Die Voraussetzung für Preisspitzen sind entsprechende Knappheitspreise, die unverfälscht bei den Marktteilnehmern ankommen, und schließlich das Vertrauen von Investoren darauf, dass beim Auftreten sehr hoher Knappheitspreise nicht interveniert wird. Allerdings führt ein Energiemarktdesign, das auf sehr hohe Knappheitspreise setzt, zu einer Risikoexposition, die für Marktteilnehmer, die sich grundsätzlich risikoavers verhalten müssen, nicht akzeptabel ist.

Maßnahme 2: Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht – Klarstellung notwendig

Die vorgeschlagenen Eckpunkte (Vorlage eines Leitfadens sowie gesetzliche Verankerung eines turnusmäßigen Berichts durch das Bundeskartellamt) enthalten grundsätzlich geeignete Ansätze. In der Fachwelt besteht inzwischen Konsens, dass ein Mark-up-Verbot die für Investitionen zur Deckung des Spitzenbedarfs notwendigen Knappheitssignale unterbindet. Im Ergebnis kann dies zu einem unzureichenden Zubau von Erzeugungskapazität führen. Mehr Klarheit für die betroffenen Unternehmen ist vor dem Hintergrund sehr wünschenswert und der angekündigte Leitfaden daher begrüßenswert. Allerdings hatten das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur bereits im Vorfeld angekündigt, gemeinsam einen entsprechenden Leitfaden zu erarbeiten und zu veröffentlichen. Dies ist vor dem Hintergrund der Vorgaben der REMIT, die das Marktverhalten der Marktteilnehmer wie das Kartellrecht reguliert, ein sehr sinnvoller Schritt. Diese Verbindung taucht in dem Weißbuch nicht mehr auf.

² Link: [Aufstellung der EnWG Änderungen seit 2005](#)

Der BDEW regt die Bildung eines „runden Tisches“ im Vorfeld der Erarbeitung der Leitlinien an. Auch ist eine Einbindung der Markttransparenzstelle und der europäischen Ebene sinnvoll. Denn es ist zu beachten, dass die Bundesregierung sich nicht über die kartellrechtlichen Vorgaben der REMIT hinwegsetzen kann.

Das Weißbuch schreibt nichts zu einer inhaltlichen Änderung des Mark-Up-Verbotes für marktbeherrschende Unternehmen. Damit bleiben die heutigen damit verbundenen Probleme im Gebotsverhalten der einzelnen Marktteilnehmer weiterhin bestehen. Auch marktbeherrschenden Unternehmen sollte es grundsätzlich gestattet sein, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten.

Was die neue Berichtspflicht des Bundeskartellamts über die schon zu erstellenden Berichte hinaus umfassen soll, bleibt unklar. Die bisherige Monitoring-Aufgabe des Bundeskartellamtes ist auf § 48 GWB gestützt und bezieht sich auf Fragen der Marktöffnung, der Transparenz und des Wettbewerbs auf der Großhandels- und Endkundenebene. Der vom Bundeskartellamt zu erstellende Bericht über das Ergebnis seiner Monitoring-Tätigkeit nach § 48 Abs. 3 in Verbindung mit § 53 Abs. 3 GWB ist in den jährlich Monitoringbericht der Bundesnetzagentur nach § 63 EnWG aufzunehmen. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt arbeiten bei der Vorbereitung und Erstellung der Berichte seit Jahren zusammen. Was die neue Berichtspflicht des Bundeskartellamts darüber hinaus umfassen soll, bleibt unklar. Es ist zu gewährleisten, dass diese neue Berichtspflicht zu keiner zusätzlichen bürokratischen Belastung für die Unternehmen führt

Des Weiteren empfiehlt es sich, § 29 GWB und die darin enthaltene Beweislastumkehr nicht über 2017 hinaus (nochmals) zu verlängern.

Maßnahme 3: „Bilanzkreistreue stärken“ ist grundsätzlich nachvollziehbar

Grundsätzlich ist BDEW der Auffassung, dass das derzeitige System bereits die richtigen Anreize zur Bilanzkreistreue setzt. Dies begründet sich wie folgt:

- Wettbewerb zwingt Lieferanten/BKVs zur Bilanzkreistreue
- Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise erst im Nachhinein
- Anpassungen des Ausgleichsenergie-Preissystems in 2012

Stromlieferanten müssen zur Belieferung von Endkunden Bilanzkreise nutzen. Der Strombedarf der Kunden wird vom Lieferanten auf der Basis von Langfristprognosen am Terminmarkt beschafft. Dies reduziert Preisrisiken.

Die Langfristprognose weicht von den zur effektiven Bewirtschaftung des Bilanzkreises notwendigen Kurzfristprognosen (Wetter, Konjunktur, etc.) unvermeidlich ab. Die Preisrisiken, die sich aus diesen nicht zu vermeidenden Mengenänderungen ergeben, werden bewertet und auf den Terminmarktpreis aufgeschlagen. Das Gleiche gilt für die Preisrisiken, die sich aus den nicht zu vermeidenden Mengenänderungen zwischen der täglichen Kurzfristprognose und dem am Zähler des Kunden gemessenen Ist-Absatz ergeben. Auch hierfür müssen die Risiken bewertet und dem Terminmarktpreis als Zuschlag für das Prognoserisiko zuge-

schlagen werden. Nachdem die Angebotspreise eines Lieferanten im Wettbewerb stehen, stehen also auch die o. g. Zuschläge im Wettbewerb, d. h. Lieferanten müssen diese Zuschläge möglichst knapp kalkulieren, um den Zuschlag für ihr Angebot zu erhalten. Dies bedeutet aber auch, Lieferanten müssen alles daran setzen, möglichst geringe Prognoseabweichungen im Bilanzkreis zu erzeugen, um die eng bemessenen, kalkulierten Zuschläge für Mengenänderungen nach erfolgter Belieferung nicht zu überschreiten. Dies geht nur mit einer effektiven Bewirtschaftung des Bilanzkreises zur Minimierung der Prognoseabweichungen. Der Wettbewerb setzt damit bereits die erforderlichen Anreize, Bilanzkreise möglichst ausgeglichen zu bewirtschaften. Ausnahmen stellen hier Differenzbilanzkreise der Netzbetreiber dar, da Kostensteigerungen, die durch Bewirtschaftungsmaßnahmen nicht ausgeglichen werden können, ergebnismindernd wirken. Dem Netzbetreiber ist es im Gegensatz zum nicht-regulierten Bilanzkreisverantwortlichen verwehrt, nicht vermeidbare Ausgleichsenergiekosten in den Markt weiterzugeben.

Ein weiterer Aspekt sind die aktuell erst im Nachhinein veröffentlichten Ausgleichsenergiepreise. Lieferanten oder BKVs können keine Preisoptimierungen vornehmen, da die Ausgleichsenergiepreise zum Zeitpunkt vor bzw. während der Lieferung nur geschätzt werden können. Das einzige, das optimiert werden kann, ist dafür zu sorgen, Bilanzkreisabweichungen möglichst gering zu halten, um damit Risiken für den BKV zu minimieren.

Das aktuelle Ausgleichsenergiesystem verteilt die Kosten der Regelenergie verursachergerecht auf die Bilanzkreise. Der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) kann bei unterdecktem Netzregelverbund nicht unter den durchschnittlichen Intraday-Preis der jeweiligen Stunde fallen (bzw. bei positivem Saldo darüber steigen), so dass die Spekulation auf einen günstigen reBAP im Verhältnis zum Intraday-Preis grundsätzlich systematisch unterbunden wird. Die extreme Inanspruchnahme des Ausgleichsenergiesystems wird darüber hinaus durch die zusätzliche Pönale bei Einsatz von insgesamt mehr als 80 Prozent der vorgehaltenen Regelleistung bestraft.

In dem von der BNetzA geführten Festlegungsverfahren zur Änderung des Bilanzkreisvertrags wird eine Reihe von Maßnahmen diskutiert, zu denen der BDEW im Verfahren Stellung bezieht. Dieses Verfahren steht mit dem Ziel die Bilanzkreistreue zu verbessern im engen Zusammenhang.

Das Vorhaben, Vorhaltekosten in die Ausgleichsenergiepreise zu integrieren, wird nach Ansicht des BDEW den Zweck verfehlen, höhere Anreize zur Prognosegenauigkeit zu schaffen, da die vorhandenen Anreize bereits ausreichend sind. Es muss auch berücksichtigt werden, dass alle Bilanzkreise mit Endkunden keine Möglichkeit haben, untertägige Schwankungen der Abnahme – jenseits von wetterbedingten Schwankungen – zu erkennen und darauf zu reagieren. Geringe Prognoseabweichungen müssen bis zu einem gewissen Grad als systemimmanent akzeptiert werden, wenn das System nicht zu unvermeidbaren volkswirtschaftlichen Kosten führen soll.

Mit den Anpassungen des Ausgleichsenergie-Preissystems in 2012³ sowie nach der direkten Ansprache von Bilanzkreisverantwortlichen im Zuge des Positionspapiers der BNetzA⁴ und

³ vgl. BNetzA, BK6-12-024

den zahlreichen bereits umgesetzten Verbesserungen in der Bilanzkreisbewirtschaftung konnte der gesamte Bedarf an Ausgleichsenergie deutlich reduziert werden. Im bestehenden System gibt es erhebliche ökonomische Anreize und weitgehende rechtliche Handhabe gegenüber Bilanzkreisverantwortlichen, die unausgeglichene Bilanzkreise führen und Abweichungen aufweisen. Der BDEW weist darauf hin, dass das bekannte Thema von hohen AE-Preisen bei sogenannten Nulldurchgängen kurzfristig geheilt werden sollte; die Branche hat hierzu bereits Vorschläge erarbeitet.

Für eine hohe Akzeptanz des Ausgleichsenergiesystems ist die Nachvollziehbarkeit der zugrundeliegenden Kosten essentiell. Dafür ist es notwendig, dass sämtliche vom ÜNB eingesetzte Maßnahmen veröffentlicht werden; dies gilt auch für Aktivierungen jenseits des üblichen Einsatzes von Regelernergie und für Maßnahmen im Rahmen des internationalen Netzregelverbundes (IGCC).

Grundsätzlich sollte mit Blick auf die Bilanzkreistreue die Abrechnung der viertelstündlichen Abweichungen deutlich schneller erfolgen. Nur so erhalten die Bilanzkreisverantwortlichen zeitnah Transparenz über den Bilanzkreisstatus, was die Aktivitäten zur Bilanzkreistreue zusätzlich anspornen kann.

Die stärkere Absicherung der Lieferverpflichtungen weist auch Berührungspunkte zur Direktvermarktung auf. Das Weißbuch geht wie der BDEW davon aus, dass die Pflicht zur viertelstündigen Messung für direktvermarktete Anlagen bereits im EEG 2012 angelegt wurde (S. 87 unten).

Maßnahme 4: Viertelstündliche Bilanzierung – nur geringer Verbesserungsbeitrag

Die Anreize durch das Bilanzkreissystem sind gut justiert und entfalten die richtige Wirkung bei den Bilanzkreisverantwortlichen.

Nach Auffassung des BDEW muss vermieden werden, dass entsprechende Notfallmaßnahmen auf Kosten der BKV durchgeführt werden und es zu Wettbewerbsverzerrungen kommen kann. Im Falle von Notfallmaßnahmen müssen die betroffenen Bilanzkreise „physikalisch glattgestellt“ werden, und im Bilanzkreis dürfen über den Zeitraum der eingeleiteten Notfallmaßnahmen hinaus keine Bilanzkreisabweichungen entstehen. Die Last des entgangenen Gewinns wegen reduzierter Stromlieferung an den Kunden muss der BKV ohnehin bereits tragen.

In diesem Zusammenhang ist ebenfalls zu klären, wie mit den zu beobachtenden Kraftwerkeingriffen nach § 13 Abs. 2 EnWG zur Behebung lokaler Netzengpässe umzugehen ist. Solange es sich hierbei um lokale Engpässe handelt, sollten diese ebenfalls analog den Vergütungsregelungen von Redispatch-Maßnahmen entschädigt werden.

⁴ vgl. BNetzA, BK6-13-104

Maßnahme 5: Europäische Einbettung richtig – Fokus vordringlich auf Frankreich und Pentalateralen Raum richten

Der BDEW hat sich bereits frühzeitig dafür ausgesprochen, Versorgungssicherheit nicht nur auf die nationale Ebene zu beschränken, sondern grenzübergreifend zu gewährleisten. Hierdurch lassen sich die für größere geografische Einheiten charakteristischen Durchmischungs- und Synergieeffekte heben. Das im Juni 2015 zwischen Deutschland und seinen elektrischen Nachbarn vereinbarte Bündel von Maßnahmen, namentlich

- das Verbot der Einführung verbindlicher Preisobergrenzen,
- die Vereinbarung, grenzüberschreitenden Handel auch in Zeiten hoher Preise nicht zu beeinträchtigen,
- der Verzicht auf Reservierung von Transportkapazitäten an den Ländergrenzen,
- die Entwicklung einer gemeinsamen Methodik zur Berechnung der Versorgungssicherheit

ist daher begrüßenswert. Es bleibt jedoch abzuwarten, in welchem Umfang diese tatsächlich in allen beteiligten Ländern umgesetzt werden. Der BDEW ermutigt dennoch das BMWi, weitere Schritte zur Vertiefung der regionalen Kooperation zu unternehmen. Grundsätzlich bietet es sich an, auf den im Pentalateralen Forum gewonnenen Erkenntnissen aufzusetzen und diese auf weitere Regionen auszuweiten.

Voraussetzung für jede weitere Integration ist jedenfalls, dass zukünftige nationale Maßnahmen nicht zu (weiteren) Wettbewerbsverzerrungen führen.

Des Weiteren mahnt der BDEW erneut einen wirklichen Dialog mit Frankreich und anderen geeigneten Ländern zur gemeinsamen Gewährleistung der Versorgungssicherheit an. Frankreich hat einen durch dezentrale Beschaffungsentscheidungen gesteuerten Kapazitätsmarkt errichtet, der geeignet ist, den Wettbewerb zwischen deutschen und französischen Stromerzeugern zu verzerren. Derzeit sieht er die implizite Beteiligung ausländischer Kapazitäten vor. Die explizite Beteiligung wird erwogen. Hier wird es erforderlich werden, gemeinsam mit Frankreich einen verlässlichen Rahmen für Marktparteien und Netzbetreiber zu schaffen. Die Fragestellung der grenzüberschreitenden Beteiligung von Kapazitätsmechanismen wird aktuell im Pentalateralen Forum untersucht. Hier rät der BDEW, wo immer sich dies anbietet, auf die Strukturen des Pentalateralen Forums zurückzugreifen.

Auch der Dialog mit den Marktparteien muss im Rahmen der Europäischen Netzkodizes stärker als bisher berücksichtigt werden. Die geplante Einrichtung von Stakeholder Committees zur Umsetzung der Netzkodizes unter dem Vorsitz von ACER ist daher zu begrüßen. Auch müssen die Netzkodizes in Zukunft stärker spezifiziert werden.

Maßnahme 6: Öffnung der Regelleistungsmärkte – Schwerpunkte richtig setzen

Der BDEW hat ein Konzept mit dem Titel „Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes“ entwickelt. Die wichtigsten Weiterentwicklungen sind bereits in der Umsetzung und müssen sich vor allem am Markt beweisen. Die Regelleistung ist die letzte zu ergreifende, marktlich konstituierte Maßnahme zum Erhalt der Frequenz

und des Leistungsausgleichs. Die systematischen Abweichungen im Ausgleichsenergiemarkt haben seit 2007 beständig abgenommen denn es hat sich gezeigt, dass im heutigen Bilanzkreismanagement, die Anreize so sind, dass Bilanzkreisverantwortliche in den letzten Jahren viele Verbesserungen bereits vollzogen haben. Dabei zeigt sich, dass der aktive Ausgleich der Abweichungen in den Bilanzkreisen gerade dann besser wird, wenn der Markt liquide ist, und im Intraday der Handelsschluss möglichst nahe an der tatsächlichen Erfüllung ist.

Der BDEW empfiehlt daher, diese positiven Entwicklungen weiter zu stützen und Weiterentwicklungsoptionen am System für Regelernergie immer dahin zu prüfen, ob das Ziel nicht besser mit Maßnahmen im Spotmarkt erreicht werden kann.

Potenzial für Verbesserungen sieht der BDEW insbesondere an folgenden Stellen:

- Der Spotmarkt und dabei insbesondere der Intradaymarkt nehmen für die zukünftige Weiterentwicklung des Regelergiemarktes eine tragende Rolle ein, da Optimierung und Ausgleich der Marktteilnehmer nur an diesem Markt stattfinden sollen. Das Schaffen von Parallelstrukturen in der Stromerzeugung muss unbedingt vermieden werden.
- Weiterentwicklungsmöglichkeiten bietet der Zugang zum Regelergiemarkt in Form der Präqualifikationsprozesse sowie der Produktdefinitionen. Hierzu müssen jedoch auch die Entwicklungen aus dem Network Code on Electricity Balancing einbezogen werden. Aber auch neue Anbieter, neue Erzeugungsarten, sowie die Ausweitung der aktiven Bewirtschaftung erfordern robuste Rahmenbedingungen. Der BDEW empfiehlt eine offene Prüfung, inwieweit durch die Ausweitung des Marktzugangs auch neue Produkte erforderlich sind bzw. neue Anreize geschaffen werden.
- Untersucht werden sollte, inwiefern es möglich ist, kritische Wetterlagen, die große Prognosefehler wahrscheinlich machen, vorab zu identifizieren und in Form einer höheren Dimensionierung der Regelleistungsvorhaltung zu berücksichtigen. Möglicherweise ist hierfür eine neutrale Stelle einzurichten, die nach transparenten Systemsicherheitskriterien die Vorhaltungsmengen festlegt. Die Preissystematik benötigt keine grundsätzliche Überarbeitung; eine Ergänzung zur Sicherstellung von sachgerechten Preisen in Ausnahmesituationen (Nulldurchgänge) birgt jedoch Optimierungspotenzial; die Branche hat hierzu bereits Vorschläge erarbeitet.

Zudem kann die Transparenz über die durch den Übertragungsnetzbetreiber eingesetzten Maßnahmen zum Bilanzausgleich verbessert werden.

Der BDEW lehnt einen kurzfristigen Arbeitsmarkt ohne intensive Prüfung der Auswirkungen auf die Liquidität des Intradaymarkts ab. Dieser würde den Intradaymarkt in seiner Liquidität reduzieren. Zudem trägt ein kurzfristiger Arbeitsmarkt nicht zur Systemsicherheit oder zur Reduktion der Must-run-Kapazitäten bei. Der BDEW setzt sich für die Schaffung eines Sekundärmarkts für Regelernergie ein, mit dem eine Alternative geschaffen würde, um auch kurzfristig verfügbare, regelbare Leistung marktlich zu nutzen.

Während die vermeintlichen Vorteile einer Bepreisung von Regelarbeit nach Pay-as-cleared abhängig von den nicht vorhersehbaren Änderungen im Gebotsverhalten der Marktteilnehmer

sind, sind konkrete Schwierigkeiten in der Anwendung für kontinuierlich aktivierte Regelung sowie über mehrere Produkte und Übertragungsnetzbetreiber hinweg absehbar.

Das etablierte Marktdesign mit der Bepreisung nach Pay-as-Bid führt bereits zu ausreichenden Anreizen für Regelleistungsanbieter und Bilanzkreisverantwortliche, sodass es kaum notwendig erscheint, die mit einer grundsätzlichen Anpassung verbundenen Risiken einzugehen. Die Einführung von Pay-as-cleared mit dem Ziel der Stärkung des Energy-Only-Marktes wird vom BDEW daher abgelehnt.

Im Hinblick auf eine europäische Integration wird eine Reservierung von Transportkapazitäten für den Regelleistungsmarkt abgelehnt.

Mit den Beschlüssen zur Energiewende im Juni 2011 hat die Bundesregierung u. a. ambitionierte Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) festgelegt. Ihr Anteil am Bruttostromverbrauch stieg von sieben Prozent im Jahr 2000 auf über 25 Prozent im ersten Halbjahr 2013. Grundlage für diese rasante Entwicklung war das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das sich als erfolgreiches und richtiges Instrument zur Anschubförderung für die Erneuerbaren bewährte. Nach einer Aufbauphase, in der die Förderung in erster Linie auf einen möglichst schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien abzielte, befinden wir uns heute am Beginn einer neuen Phase. Es gilt den „Rollentausch“ einzuleiten, der die Erneuerbaren zunehmend in die Verantwortung nimmt, auf Signale des Marktes zu reagieren und Beiträge zur Systemstabilität zu erbringen.

Vor diesem Hintergrund ist aus Sicht des BDEW auch die Weiterentwicklung des Regelleistungsmarktes erforderlich. Die dargestellte kalendertägliche Ausschreibung von Sekundärleistung und Minutenreserve und Kürzung der Produktlänge der Minutenreserve könnten – in Abhängigkeit von den weiteren Präqualifikationsanforderungen – dazu beitragen, dass EE-Anlagen, flexible Verbraucher und Speicher an diesem Markt teilnehmen und damit einen Teil der Systemverantwortung übernehmen können. Hierzu bedarf es eines ergebnisoffenen Diskussionsprozesses.

Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte – ein konzeptionell vielversprechender, inhaltlich aber noch unklarer Ansatz

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass auch die staatlichen Preisbestandteile und Netzentgelte im Hinblick auf Erfordernisse der Energiewende überprüft werden sollen. Im Wesentlichen sollen die Preissignale der Strommärkte unmittelbarer bei den Endverbrauchern als Steuerungssignale eintreffen und flexible Reaktionen auslösen. Damit soll die Kosteneffizienz des Gesamtsystems erhöht werden.

Für den BDEW ist dabei wichtig, dass Änderungen an der Zusammensetzung und Ausgestaltung der staatlich verursachten Preisbestandteile und Netzentgelte vor allem drei Grundsätzen folgen: Änderungen sollten erstens so wenig wie möglich wettbewerbsverzerrend wirken und keine neuen Fehlanreize setzen, zweitens eine verursachungsgerechte Verteilung der Systemkosten bei den Endkunden hervorrufen und drittens den Anfall variabler und fixer Kosten sachgerecht abbilden.

Um die zukünftig erforderliche Flexibilität bei Verbrauch und Erzeugung auf Kundenseite anzureizen, bedarf es einer energie- und betriebswirtschaftlich sinnvollen Möglichkeit zur Flexibilisierung der Preise. Der hohe Anteil von Steuern und Umlagen am Gesamtpreis setzt einer innovativen Preisgestaltung Grenzen. Eine weitergehende Flexibilisierung dieser Preisbestandteile würde neue Handlungsspielräume eröffnen.

Flexibilitäten des Netzes sind von den Flexibilitäten des Großhandels zu trennen: Netzentgelten muss eine Steuerungsfunktion für die effiziente Netznutzung zukommen, Netzentgeltreduzierungen müssen sich ausschließlich an der Netzdienlichkeit orientieren. Dahingegen sollen sich Eigenerzeugungsanlagen an Strompreissignalen ausrichten, wobei das Weißbuch nicht ausführt, wie dies geschehen soll.

Eine Kopplung der Netzentgelte an den Börsenstrompreis ("dynamische Netzentgelte") ist abzulehnen, da dies zu einer Zweckentfremdung der Netzentgelte führt. Dynamische Netzentgelte sind generell kein geeigneter Lösungsansatz, da sie einen unverhältnismäßig hohen Abwicklungs- und Abrechnungsaufwand verursachen, nicht tauglich für das Massengeschäft sind und die Wirkung (auf die Netzauslastung) für die Netzbetreiber nicht ausreichend einschätzbar und verlässlich ist. Dynamische Netzentgelte können sogar durch zeitgleiche Verhaltensänderungen der Netznutzer zu Überschwingungseffekten führen, welche die Netzstabilität negativ beeinflussen könnten. Schließlich dürfte es kaum darstellbar sein, dynamische Netzentgelte oder auch dynamische EEG-Umlagen mit den Anforderungen an Transparenz und Preisvorhersehbarkeit in Einklang zu bringen, die der Europäische Gerichtshof auf der Grundlage des europäischen Verbraucherschutzrechts entwickelt hat. Hinzu kommt, dass der EEG-Strom schon an der Börse ausgeglichen wird. Es ergäbe sich hier also eine Verdoppelung der Funktionen mit entsprechendem Potenzial, Fehlanreize zu setzen.

Durch eine Umstellung auf ein neues Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte sind vielfältige Rückwirkungen auf die Endkunden und Marktbeteiligten zu erwarten und müssen daher im Vorfeld intensiv analysiert werden. Ziel muss es sein, einen dauerhaft verlässlichen Rahmen für Geschäftsmodelle zu schaffen und einen unverfälschten Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen zu gewährleisten. Der BDEW erkennt die Notwendigkeit der Marktflexibilisierung auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite grundsätzlich an. Die Wirksamkeit der im Weißbuch gemachten Vorschläge ist allerdings nicht ausreichend belegt.

Maßnahme 8: Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen

Durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten kann der Netzausbaubedarf reduziert werden. Durch Sondernetzentgelte soll dies angereizt und somit der Investitionsbedarf reduziert werden. Außerdem kann der flexible Einsatz von Lasten auch zur Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit beitragen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Entscheidung zur Nutzung der angebotenen Flexibilitäten durch den Netzbetreiber zu erfolgen hat. Nicht alle Flexibilitätsangebote werden auch zwingend vom Netzbetreiber benötigt. Eine Änderung des § 19 Abs. 2 StromNEV wird abermals einigen zusätzlichen Aufwand für die Netzbetreiber bedeuten, könnte jedoch für die energieintensive Industrie mehr Optionen wie z. B. zusätzliche Teilnahme am Regelenergiemarkt ohne Verlust ihrer Begünstigungen mit sich bringen,

sofern dies beihilferechtlich zulässig ist. Allerdings sind mögliche Netzrestriktionen, insbesondere die zur Begründung herangezogene Netzdienlichkeit der begünstigten Maßnahme, zu beachten.

Maßnahme 9: Netzentgeltssystematik weiterentwickeln – Potenziale der bestehenden Systematik ausschöpfen

Regionale Netzentgeltunterschiede haben vielfältige Ursachen wie z. B. Absatzstruktur, Investitionszyklen und die Netzintegration der Erneuerbaren Energien. Bei einer Vereinheitlichung der Netzentgelte handelt es sich auch um strukturpolitische Fragestellungen, die regional zu sehr unterschiedlichen Auswirkungen führen. Für die Einführung eines einheitlichen Entgelts für die Nutzung der Übertragungsnetze hat das Grünbuch keine Diskussionsgrundlage geliefert.

Zur Dämpfung des EEG-getriebenen Anstiegs der Netzentgelte empfiehlt der BDEW die Reduzierung des Netzausbaubedarfs durch Spitzenkappung von EE-Anlagen (vgl. Maßnahme 14). In der Niederspannungsebene sollte für Kunden mit Standardlastprofilen ein signifikanter Erlös-Anteil über den Grundpreis (bei gleichzeitiger Entlastung des Arbeitspreises) erzielt werden. Damit könnte im bestehenden Rechtsrahmen verursachungsgerecht die Bevorteilung von Anschlussnutzern mit Eigenerzeugung reduziert werden (Vermeidung der Entsolidarisierung).

Der BDEW unterstützt die sofortige Abschaffung von vermiedenen Netzentgelten (vNE) für volatile Einspeiser aus PV und Wind. Im Hinblick auf die stark steigende dezentrale Erzeugungsleistung sollten vNE die Entlastung des vorgelagerten Netzes angemessen reflektieren und deshalb nur für solche Erzeugungseinheiten gewährt werden, die aus der Sicht des Netzbetreibers steuerbar einspeisen und bei denen deshalb eine netzentlastende Wirkung vermutet werden kann. Entsprechend müssten die vNE für volatile Wind- und PV-Einspeisungen entfallen, um dem ursprünglichen Sinn der vNE besser zu entsprechen. Darüber hinaus entsprechen zahlreiche Erneuerbare Energien-Anlagen nicht der Definition einer "dezentralen Erzeugungsanlage" nach § Nr. 11 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Diese ist hier definiert als "eine an das Verteilernetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage".

Das Grünbuch "Ein Strommarkt für die Energiewende" des BMWi hat den Bereich der vNE nicht adressiert. Insofern wurde die Energiebranche zu diesem wichtigen Thema nicht konsultiert. Bei sachrichtiger Behandlung von „dezentraler Erzeugung“ in Bezug auf vNE gemäß EnWG-Definition (§ 3 Nr. 11 EnWG) und den unterliegenden Verordnungen sind vNE weiterhin für Erzeuger (Spitzenerzeuger, KWK, Speicher, etc.) auf Spannungsebenen bis einschließlich 110 kV berechtigt. Diese Anlagen haben auf diesen Spannungsebenen (und darunter) historisch bereits Netzausbau vermieden. Dies wird bei sachlich angemessener Allokation der vNE auch weiterhin der Fall sein. Daher sind vNE im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Leistung zum richtigen Zeitpunkt (bei Netzhöchstlast und geringer Einspeiseleistung in die jeweiligen und darunter liegenden Netzebenen) auch künftig für KWK-Anlagen,

Speicher und Spitzenerzeuger sowie auch im Fall einer Änderung der Netzentgeltsystematik berechtigt und notwendig.

Das Weißbuch trifft keine Aussage zum Thema der Netzentgeltbelastung für Energiespeicher. Es sollte klargestellt werden, dass Speicher keine Letztverbraucher im Stromsystem sind und deswegen von allen Letztverbraucherabgaben und -entgelten, insbesondere von Netzentgelten, befreit sind, wie dies bis 2008 bereits der Fall gewesen ist. Aus Sicht des BDEW kann nur eine Rückkehr zur vollständigen Befreiung vor allem der bestehenden PSW von Netzentgelten und anderen Letztverbraucherabgaben die Konkurrenzfähigkeit von PSW im notwendigen Umfang wiederherstellen. Der BDEW hat dem Gesetzgeber hierzu in der Vergangenheit bereits mehrfach Vorschläge für eine technologieoffene und diskriminierungsfreie Lösung unterbreitet.

Maßnahme 10: Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher sind erforderlich

Ein wesentlicher Faktor für das Gelingen der Energiewende im Endkundenmarkt ist die klare und wettbewerblich orientierte Funktions- bzw. Rollenaufteilung der Akteure. Die wichtige Funktion, Lastverlagerungspotenziale zu bündeln und dem Markt zur Verfügung stellen, wird von Aggregatoren ausgeführt. Aggregatoren können Stromlieferanten oder Energiedienstleister sein. Bei der Gestaltung der Marktprozesse ist wesentlich, dass alle Marktteilnehmer die gleichen Voraussetzungen haben und keine politisch sanktionierten Sonderrollen entstehen. Stromlieferanten, Energiedienstleister und Aggregatoren, die im Verhältnis zum Stromlieferanten Dritte sind, und weitere Akteure im Markt, müssen regulatorisch gleich behandelt werden und diskriminierungsfrei ihre Produkte anbieten können. Dabei darf es durch die Systematik der Aggregation nicht zu einer einseitigen Risikoverlagerung zu Lasten der Stromvertriebe und/oder Netzbetreiber kommen. Eine Erschließung von zusätzlicher Flexibilität durch Aggregatoren sollte auch nicht dazu führen, dass die in Maßnahme 3 geforderte stärkere Verantwortung der Bilanzkreistreue abgeschwächt wird. Zudem muss über Marktprozesse sichergestellt sein, dass der Informationsfluss zwischen Aggregatoren, Vertrieben und Netzbetreibern gewährleistet wird. Weiterhin sind Rollen und Prozesse zu definieren, die es allen Aggregatoren und Vertrieben erlauben, wettbewerblich Flexibilitäten der Verbraucher zu heben. Der BDEW hat hierzu bereits einen Diskussionsprozess eingeleitet.

Der BDEW hat erste Regeln für das Zusammenspiel zwischen Aggregatoren, Bilanzkreisverantwortlichen und Stromlieferanten in seinem Ampelkonzept Smart Grids beschrieben. Dieses wurde auch im Report der Expert Group 3 der von der Europäischen Kommission einberufenen Smart Grids Task Force aufgenommen. Das Ampelkonzept Smart Grids stellt ein Modell zur Diskussion, wie Marktteilnehmer wie beispielsweise Aggregatoren und Netzbetreiber in Zukunft miteinander interagieren und wie Flexibilitätspotenzial zunächst ermittelt und später abgerufen werden kann. In der Logik einer Ampel wird zwischen der grünen Marktphase, in der das Stromnetz ohne Einschränkungen für den Markt funktioniert, und der roten Netzphase, in der die Systemstabilität gefährdet ist, eine gelbe Übergangsphase beschrieben. Die gelbe Phase tritt ein, wenn ein potenzieller Netzengpass in einem definierten Netzsegment vorliegt. In der gelben Phase rufen Verteilungsnetzbetreiber die von Marktteilneh-

mern angebotene Flexibilität in diesem Netzsegment ab, um die rote Phase zu verhindern. Das Konzept kann somit als innovativer Ansatz für Verteilungsnetze betrachtet werden.

Zur Vereinfachung der Flexibilitäterschließung müssen im Vorfeld Regelungen erarbeitet werden, wie Vertragsbeziehungen zwischen den Marktbeteiligten sowie Abwicklungsprozesse und ein funktionierender Datenaustausch ausgestaltet werden.

Maßnahme 11: Elektromobilität – Zugang zu Ladepunkten ist zentral

Der BDEW sieht ebenfalls Handlungsbedarf, die rechtlichen Regelungen besser zu fassen und das kundenfreundliche Laden zu fördern. Es ist gut, dass die Bundesregierung die Industrieinitiative in diesem Punkt unterstützt. Die im Rahmen der Nationalen Konferenz Elektromobilität gestartete Industrieinitiative zum kundenfreundlichen Laden von Elektrofahrzeugen hat das Ziel, einen flächendeckend vereinfachten Zugang zu öffentlichen Ladepunkten für Elektromobile in Deutschland sicherzustellen. Der BDEW setzt sich schon lange für mehr Akzeptanz bei der Elektromobilität ein und unterstützt die Initiative daher ausdrücklich.

- Um ein relevanter Baustein für die Energiewende sein zu können, sind aber neben der Ladeinfrastruktur auch die Elektrofahrzeuge in angemessener Anzahl erforderlich. Hier ist die Politik in der Pflicht, die gesetzten Ziele umzusetzen und die Rahmenbedingungen für die Elektromobilität zu verbessern. Dies kann z. B. durch steuerrechtliche Vereinfachungen in Bezug auf arbeitgeberseitig angebotenen Ladestrom sowie Sonderabschreibungsmöglichkeiten für dienstlich bzw. gewerblich genutzte Elektrofahrzeuge und die entsprechende Ladeinfrastruktur erreicht werden.
- Ebenso bieten Firmenflotten eine einfache Möglichkeit, Elektromobilität zu verbreiten. Die Politik sollte entsprechende Rahmenbedingungen für Unternehmen schaffen.

Neben der batterieelektrischen Mobilität sollte ebenfalls die Brennstoffzellen-Elektromobilität mit erneuerbarem Wasserstoff als Treibstoff beobachtet werden. Erdgas kann als Kraftstoff im Mobilitätsmarkt ebenfalls entscheidend dazu beitragen, die CO₂-Emissionen zu senken, denn der umweltschonende Energieträger weist deutlich bessere Emissionswerte auf als Benzin oder Diesel. Werden Bio-Erdgas oder aus regenerativem Strom erzeugtes Erdgas hinzugefügt, verbessert sich die Klimabilanz von gasbetriebenen Fahrzeugen noch einmal entscheidend.

Maßnahme 12: Vermarktung von Netzersatzanlagen nur unter Einhaltung technischer Regeln möglich

Netzersatzanlagen sichern die Stromversorgung von Infrastrukturen wie beispielsweise Flughäfen oder Krankenhäusern bei lokalen Ausfällen des öffentlichen Netzes ab. Die Anlagen sind häufig Notstromaggregate mit Dieselmotor, die in der Regel nicht in das öffentliche Netz einspeisen. Das Weißbuch greift zu Recht die Idee auf, dass diese Anlagen im Strommarkt 2.0 zur Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz der Stromversorgung beitragen können. Der BDEW steht diesem Gedanken positiv gegenüber, solange die grundlegende Funktion der Anlage – z. B. Absicherung eines Krankenhauses gegen Stromausfall – nicht beeinträchtigt

tigt wird. Ebenfalls dürfen keine Netzersatzanlagen von regulierten Netzbetreibern im Markt verwendet werden.

Aus technischer Sicht weisen wir darauf hin, dass für Netzersatzanlagen die 5. Auflage der VDN-Richtlinie für Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen mit Notstromaggregaten aus dem Jahr 2004 gilt. Für den Fall, dass die Netzersatzanlage nicht nur kurzzeitig, sondern für eine längere Zeit parallel zum öffentlichen Versorgungsnetz betrieben werden soll (z. B. für Probetriebszwecke oder die im Weißbuch beschriebene Deckung der Spitzennachfrage), müssen Anlagen in der Niederspannung gemäß der „Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz“ (TAB) und den Anforderungen der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105:2011-08 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ ausgeführt sein. Anlagen in der Mittelspannung müssen die BDEW-Richtlinie für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz berücksichtigen. Da ein Großteil der Netzersatzanlagen derzeit nicht parallel mit dem Netz betrieben wird, müssen diese für eine Beteiligung am Spotmarkt zunächst auch die technischen Anforderungen erfüllen. Vor dem Hintergrund, dass einige dieser Anlagen bereits am Regelenergiemarkt teilnehmen, ist jedoch nicht zwingend eine Anpassung des Marktdesigns oder der Präqualifikationsbedingungen für diese Anlagen notwendig.

Eine Ausnahmeregelung für bestimmte Anlagengrößen ist abzulehnen. Darüber hinaus sind die umweltschutzrechtlichen Vorgaben, die insbesondere im Immissionsschutzrecht niedergelegt sind, zu beachten. So entfallen ggf. die Privilegierungen im Rahmen der 4. BImSchV für Notstromaggregate, vgl. Nr. 1.2 der Anlage zur 4. BImSchV, da diese Einstufung und die damit verbundene umweltschutzrechtliche Privilegierung voraussetzt, dass die Anlagen in der Regel nicht für den regelmäßigen Betrieb vorgesehen sind.

Maßnahme 13: Einführung von Smart Metern muss Anforderungen der Energiebranche berücksichtigen

Die Einführung von Smart Metern in Deutschland steht und fällt mit der gesicherten Finanzierung für die Netzbetreiber, da diese zum Einbau verpflichtet werden sollen. Daher sind die Höhe der vom Gesetzgeber vorgesehenen Preisobergrenze (POG) für die Geräte und die Kostenanerkennung der Anfangsinvestitionen ohne Zeitverzug in den Netzentgelten – z. B. für die ITK-Infrastruktur – entscheidend. Der BDEW hat zu diesen wichtigen Punkten Vorschläge eingebracht.

Der BDEW hat hierbei vorgestellt, dass Kunden mit hohem Stromverbrauch ein höheres Einsparpotenzial besitzen als Kunden mit geringem Verbrauch. Daher ist eine unterschiedlich hohe POG, die an den Verbrauch gekoppelt ist, sinnvoll und wirtschaftlich gerechtfertigt. Der BDEW hat zudem konkrete Standard- und Zusatzleistungen vorgeschlagen.

In dem gesamten Themenfeld um die Einführung von Smart Metern bittet der BDEW um Planungssicherheit: Das Thema ist seit Jahren von Ungewissheit und Verzögerungen für die Energie- wie auch die Herstellerbranche geprägt. Der BDEW drängt daher auf verlässliche

Zeitvorgaben, langfristige Festlegungen von POG und klare Lösungen zu Initialkosten und Zeitverzug.

Das BMWi formuliert als Maßnahme 13, dass Smart Meter schrittweise eingeführt werden sollen. Hinsichtlich des Beginns ist jedoch der Hinweis wichtig, dass die Erarbeitung und Implementierung der notwendigen Marktkommunikation unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen, eichrechtlichen, datenschutz- und IT-sicherheitsrechtlichen Belange bis zu drei Jahre benötigen wird und erst auf Basis bekannter Verordnungen möglich ist. Zwischen Inkrafttreten der Verordnungen und Einbauverpflichtung der neuen Technologie sollte entsprechend Zeit eingeplant werden.

Der BDEW hat wiederholt darauf hingewiesen, dass weitestgehende Freiheiten für die zum Einbau Verpflichteten innerhalb des Einbauzeitraums eine effiziente Ausbringungsplanung ermöglichen.

Der vom BMWi vorgelegte Stufenplan zur Einführung von Smart Metern kann eine Basis zur schrittweisen Hebung von Flexibilitätspotenzialen und zur Zusammenführung dezentraler Lasten (Erzeugung oder Abschaltung) sein. Problematisch in diesem Zusammenhang ist jedoch das Fehlen jeglicher Ansätze, die Bilanzierungsverfahren entsprechend anzupassen. Wenn hier nicht schnell passende Rahmenbedingungen geschaffen werden, würden Kunden, die ein intelligentes Messsystem eingebaut haben, in keiner Weise von den Vorteilen einer möglichen Lastverlagerung profitieren können. Darum sollten parallel zu den entsprechenden Verordnungen für einen stufenweisen Rollout von Messsystemen klare Aussagen zur Bilanzierung getroffen und entsprechende Pilotprojekte gestartet werden. Ein Roll-Out intelligenter Messsysteme an Zählpunkten mit potenziell intelligenter Verbrauchssteuerung ist Voraussetzung für die effiziente Einführung intelligenter Bilanzierung.

Maßnahme 14: Reduzierung der Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen braucht stimmiges Konzept

Der BDEW hatte bereits in seinen Handlungsempfehlungen für eine grundlegende Reform des EEG aus dem September 2013 auf das Potenzial zur Kostensenkung durch eine Spitzenkappung auf der Verteilnetzebene hingewiesen. So führt die bestehende Verpflichtung des Netzbetreibers, die Einspeisung auch der letzten Kilowattstunde aus Erneuerbaren Energien zu ermöglichen, zu unnötigen volkswirtschaftlichen Mehrkosten.

Das vom BDEW abgestimmte Positionspapier zur Spitzenkappung legt geringfügig andere Schwerpunkte als die im Weißbuch vorgestellten und befürwortet außerdem eine Grenze je Netzgebiet als Führungsgröße, um ggf. einzelne Anlagen (wo sinnvoll) stärker abzuregeln.

Grundsätzlich schlägt der BDEW auf Basis einer 100%-igen Entschädigung der Anlagenbetreiber und der Möglichkeit der Anrechnung der entstehenden Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten im Übertragungs- und Verteilnetzbereich zur effizienten Netzintegration erneuerbarer Energien die folgende Weiterentwicklung der Netzausbauverpflichtung vor:

- Das Netzgebiet eines Netzbetreibers gilt als ausreichend dimensioniert, wenn 97 Prozent der möglichen jährlichen Einspeisemenge aufgenommen werden können und einzelnen

Anlagen die Einspeisung von mindestens 90 Prozent ihrer jährlichen produzierten Energiemenge ermöglicht wird.

- Spitzenkappung ist als eines von mehreren zusätzlichen Instrumenten zur Netzausbau-planung zu betrachten, dass die Netzbetreiber berechtigt, aber nicht verpflichtet, Anlagen abzuregeln. Vorausschauende Netzausbaumaßnahmen vor dem Erreichen der Grenzwerte müssen weiterhin möglich sein und regulatorisch anerkannt werden.
- Die Ausgestaltung der Spitzenkappung als lastvariable oder feste Abregelung einzelner Anlagen liegt im Ermessen des jeweiligen Netzbetreibers.
- In der Anreizregulierung der Netzbetreiber müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Spitzenkappung geschaffen werden. Dazu gehört, dass Entschädigungszahlungen an den Anlagenbetreiber den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zugeordnet bleiben. Im Sinne der Technologieneutralität und der individuellen Optimierung sind einseitige Hindernisse und Verzerrungen in der Regulierung zielgerichtet abzubauen.

Zur Umsetzung und weiteren Ausgestaltung der Spitzenkappung sind u. a. die rechtlichen Rahmenbedingungen anzupassen bzw. zu schaffen. Ebenfalls sind das laufende Verfahren der Bundesnetzagentur zum energetisch-bilanziellen Ausgleich und die Erarbeitung der Datenaustausche im Energieinformationsnetz zu berücksichtigen.

Es bleibt ebenfalls zu prüfen, inwiefern die Vorgabe einer anlagenscharfen Abregelungsmenge und der Wunsch nach vorrangiger Abregelung der Anlagen mit dem größten Einfluss auf den Netzengpass miteinander in Einklang zu bringen sind.

Nach unserem Verständnis ist die Spitzenkappung nicht nur im Übertragungsnetz sondern gerade auch im Verteilungsnetz vorzusehen, was aus dem Weißbuch nicht klar hervorgeht.

Maßnahme 15: Mindesterzeugung – Reduktionspotenziale realistisch betrachten

Der komplette Umbau unseres Stromversorgungssystems in Richtung einer nachhaltigen und nahezu CO₂-freien Energieversorgung verlangt, neben dem quantitativen und qualitativen Leitungsausbau auch die bisher vorwiegend von konventionellen Stromerzeugungsanlagen und Pumpspeicherkraftwerken erbrachten Netz- und Systemdienstleistungen auf andere technische Einrichtungen zu verlagern oder entsprechende technische Lösungen neu zu entwickeln. Für die Systemstabilität ist eine Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken im Hinblick auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, z. B. zur Frequenz- und Spannungshaltung (Primärregelleistung) sowie zur Kurzschlussleistung, unabdingbar. Wenn es in Zukunft technisch geeignete, wettbewerbsfähige Alternativen zur Erbringung dieser Systemdienstleistungen – beispielsweise aus Erneuerbaren Energien – gibt, kann eine Reduzierung erfolgen. Dies wird allerdings ebenso wie der Netzausbau noch einen längeren Zeitraum in Anspruch nehmen. Zumindest für diese Zeitspanne wird eine Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken unverzichtbar bleiben. Der BDEW begrüßt in diesem Zusammenhang den an die BNetzA ergehenden Evaluierungsauftrag.

Im Ergebnis werden also auch in der nächsten Zukunft immer wieder Zeiten zu beobachten sein, in denen aus konventionellen Kraftwerken produziert werden muss, obwohl die EE-Anlagen allein den aktuellen Strombedarf decken könnten. Schon aus Klimaschutzgründen ist es daher wichtig, die Flexibilität des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks auch bei gekoppelter Stromerzeugung (KWK) weiter zu steigern sowie die Einflussfaktoren für die Mindesterzeugung und ihre Entwicklung regelmäßig zu evaluieren und transparent zu machen. Ferner ist es erforderlich, die bestehenden Restriktionen für Energiespeicher abzubauen, um zur Erbringung von Systemdienstleistungen auch auf solche Technologien zurückgreifen zu können. Insgesamt hat der BDEW für diese Entwicklung den Begriff „Rollentausch“ geprägt, der deutlich macht, dass langfristig im Zuge der Umsetzung der Energiewende insbesondere die Erneuerbaren Energien die Leistungen übernehmen müssen, die heute allein von konventionellen Kraftwerken erbracht werden.

Maßnahme 16: Kraft-Wärme-Kopplung unterstützt die Energiewende

Im aktuellen KWK-G ist als Ziel für den Ausbau der KWK ein Anteil von 25 Prozent an der gesamten deutschen Nettostromerzeugung festgeschrieben. Durch die Pläne der Bundesregierung zur Novelle des KWK-G würde sich dieses 25-Prozent-Ziel zukünftig auf die „thermische Stromerzeugung“ beziehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung aus thermischen Kraftwerken aufgrund der in den nächsten Jahren zu erwartenden Stilllegungen von Kernkraftwerken und anderen thermischen Kraftwerken prozentual „automatisch“, d. h. ohne eine zusätzliche Stromerzeugung aus KWK steigen würde. Das „KWK-Ziel“ würde entsprechend auf rund 19,5 Prozent in 2020 absinken, das KWK-Ziel durch die neue Bezugsgröße damit ad absurdum geführt. Die bisherige Bezugsgröße muss daher bestehen bleiben; das 25 Prozent-Ziel und der Anwendungszeitraum des KWK-G sollten auf das Jahr 2025 gestreckt werden.

Im Hinblick auf die konkrete Ausgestaltung des KWK-G hält der BDEW die in den Eckpunkten zur Novelle des Gesetzes veröffentlichten, im Weißbuch jedoch nur qualitativ dokumentierten Ansätze für unzureichend. Für Gas-KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung soll es für einen begrenzten Zeitraum eine Bestandssicherung geben. Jedoch reichen die hier vorgesehenen Zuschläge nicht aus. Die Evaluierung des KWK-G hat zudem gezeigt, dass ab 2017 auch bestehende Kohle-KWK-Anlagen kaum noch wirtschaftlich zu betreiben sind. Insgesamt sind weder die Zuschlagshöhe der zusätzlichen Bestandssicherung und ihre Ausgestaltung, noch die Erhöhung der KWK-Zuschläge bei Neubau und Modernisierung (konkrete Zahlen aus BMWi-Eckpunkten vom 19. März 2015) ausreichend, um den Bestand zu retten oder neue KWK-Anlagen anzureizen.

Zudem ist es erforderlich, dass KWK-Bestandsanlagen, die noch nach KWK-G gefördert werden, ebenfalls einen Zuschlag zur Bestandssicherung erhalten. Und die 10-MW-Grenze, oberhalb derer die Zuschlagsregelung für bestehende KWK-Anlagen erst greifen soll, ist in keiner Weise gerechtfertigt und daher zu streichen.

Um die Ziele zum Ausbau der KWK zu erreichen und ihr Potenzial zur Effizienzsteigerung in der Energieversorgung sowie zur Reduzierung der CO₂-Emissionen zu erschließen, ist für

bestehende kohlegefeuerte KWK-Anlagen ein Zuschlag für die Bestandssicherung in Höhe von 1 Cent/kWh für den ins Stromnetz eingespeisten Strom erforderlich. Dieser muss für KWK-Bestandsanlagen auf der Basis von Erdgas 2 Cent/kWh betragen.

Die Flexibilität von KWK-Anlagen kann durch Wärmespeicher erhöht werden. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass nach den Plänen des BMWi die maximale Fördersumme pro Wärmenetz- bzw. Speicherprojekt jeweils erhöht werden.

Um die Kosten für den Endverbraucher in einem angemessenen Rahmen zu halten, ist auf die faire und gerechte Verteilung der Umlagekosten auf die einzelnen Stromverbrauchergruppen hinzuwirken. Für KWK-Strom im Eigenverbrauch müssen nach Ansicht des BDEW im KWK-G 2016 weiterhin für alle neuen und modernisierten KWK-Anlagen die Zuschlagshöhen des geltenden KWK-G 2012 gezahlt werden. Es sollte hier weder eine Erhöhung noch eine Absenkung oder, wie vom BMWi vorgeschlagen, gar vollständige Streichung der Zuschläge für den Eigenverbrauch erfolgen. Ansonsten würden erhebliche KWK-Potenziale durch einen Wegfall der KWK-Zuschläge für selbst verbrauchten Strom nicht gehoben werden können.

Sollen die eingeplanten und bereits realisierten CO₂-Minderungsbeiträge durch KWK dauerhaft gesichert sowie weitere gehoben werden, müssen der Anlagenbestand gesichert, die Bedingungen für Neubau und Modernisierung verbessert und der Kostendeckel im KWK-G deutlich angehoben werden.

Maßnahme 17: Transparenz über Strommarktdaten – Handlungsbedarf zweifelhaft

Nicht wirklich nachvollziehbar ist die Forderung nach „Mehr Transparenz über Stromdaten“, insbesondere wenn es sich um Daten zum Großhandel (inklusive Erzeugung) handelt. Eine solche Plattform wurde mit der EEX-Transparenzinitiative bereits in 2006 eingeführt und seither stetig weiter ausgebaut, sowohl inhaltlich als auch geografisch. Der BDEW hat das Projekt intensiv mit einem Projektbüro begleitet.

Derzeit betreiben die deutschen ÜNB bereits die gemeinsame Transparenzplattform „netztransparenz.de“ für nationale Strommarktdaten und wirken maßgeblich an der zentralen Europäischen ENTSO-E Transparenzplattform (transparency.entsoe.eu, EU VO 543/2013) mit. Diese sogenannte EMFIP Plattform wurde unter Beteiligung der ÜNB als Weiterentwicklung der Transparenzinitiative umgesetzt und ist die zentrale Plattform in Europa für Transparenz für Strommarktdaten.

Die Plattformen wenden sich in erster Linie an ein Fachpublikum und werden kontinuierlich weiter verbessert und benutzerfreundlicher gestaltet. Viele Marktteilnehmer beziehen die Daten über spezialisierte Datenlieferanten, die diese zur weiteren Verarbeitung aufbereiten. Der Bedarf der Öffentlichkeit für Transparenz wurde mit der REMIT jahrelang verhandelt und klar geregelt. Zudem können für Studien mit Antrag alle REMIT Daten anonymisiert eingesehen werden.

Die im Weißbuch enthaltene Begründung des Bedarfs trifft nicht zu. Vielmehr kann das BMWi mit einem einfachen Verweis auf die laufenden Arbeiten, mit geringem Aufwand das Ziel erreichen.

Die Erfahrungen des BDEW zeigen, dass jede neue Datenmeldeverpflichtung zu umfangreichen Zusatzaufwendungen führt; zusätzliche Datenmeldungen sollten nur dann erforderlich gemacht werden, wenn eine klare Kosten-Nutzen-Analyse dies unterstützt; jegliche Doppelmeldungen sind abzulehnen.

Das im Weißbuch angekündigte Vorhaben steht außerdem im krassen Gegensatz zu dem von der Bundesregierung am 11. Dezember 2014 verabschiedeten Papier „Eckpunkte zur weiteren Entlastung der mittelständischen Wirtschaft von Bürokratie“. Darin wird explizit für die Energiewirtschaft das Ziel formuliert, in zwei Jahren ein Drittel und in drei Jahren die Hälfte der rund 500 bestehenden Meldepflichten der Energiewirtschaft abzubauen oder zu vereinfachen. Die Melde- und Veröffentlichungspflichten basieren darüber hinaus zum überwiegenden Teil auf anderen Gesetzen und Verordnungen, nicht auf dem EnWG selbst. Ein Weniger an Pflichten ist mit der Regelung nicht zu erwarten.

Die Einführung eines zentralen Stammdatenregisters (sog. „Marktstammdatenregister“) für die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft bei der BNetzA, welches insbesondere der Bündelung, Reduzierung und Vereinfachung von Melde- und Informationspflichten dienen soll, wird vom BDEW hingegen begrüßt, da es tatsächlich zu einer Verringerung des Bürokratieaufwandes führen kann. Der BDEW wird sich daher konstruktiv an der Umsetzung beteiligen und sein Expertenwissen in unterschiedlichsten Gebieten anbieten. Der Erfolg dieser Maßnahme ist jedoch im besonderen Maße von einer engen Zusammenarbeit verschiedener Ministerien und Behörden abhängig.

Maßnahme 18: Monitoring wichtig – besonders für Plan B

Die Kapazitätsreserve dient nicht nur der Beruhigung („Hosenträger zum Gürtel“), sondern sie ist ein essenziell notwendiges Element des Strommarkts zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Allerdings besteht die Möglichkeit eines schleichenden Anwachsens der Reserve. Ein Monitoring der Effektivität und Effizienz der Reserve ist daher unbedingt geboten.

Mit diesem Vorgehen wird letztlich empirisch getestet, ob ein Energy-Only-Markt in der Lage ist, ein Leistungsbilanzgleichgewicht zu gewährleisten. Ist er dies nicht, würde die Kapazitätsreserve stark anwachsen. Eine zu große Kapazitätsreserve ist aber volkswirtschaftlich ineffizient und für die Verbraucher zu teuer. Da die Reserve nicht am Strommarkt teilnimmt, ist dieser Punkt aus Sicht des BDEW erreicht, sobald die Reserve eine Größenordnung von etwa 8 GW (10 Prozent der Höchstlast) oder eine bestimmte Einsatzhäufigkeit erreicht.

Das Monitoring kann dies zuverlässig überprüfen und eine Grundlage für weitergehende Maßnahmen, wie der Einführung eines Kapazitätsmarktes, darstellen.

Maßnahme 19: Kapazitätsreserve verankern und einführen

Auch bei einer Weiterentwicklung des Strommarktes kann angesichts der ansonsten möglichen wirtschaftlichen und sozialen Folgen auf die Absicherung des Marktes nicht verzichtet werden. In Anlehnung an die vom BDEW für die Übergangszeit von einigen Jahren vorgeschlagene Einführung einer strategischen Reserve sieht das Weißbuch hierfür die Bildung einer Kapazitätsreserve vor. Technisch geeignete konventionelle Kraftwerke und Speicher sollen in dieser Reserve zusammengefasst und vorgehalten werden und nach strengen Kriterien nur dann zum Einsatz kommen, wenn ein Kapazitäts- bzw. Leistungsmarktdefizit auftritt und demzufolge eine Markträumung nicht mehr gegeben ist. Allerdings ist dabei sicherzustellen, dass die politisch ebenfalls gewünschte Nutzung des Instruments zu Zwecken des Klimaschutzes das primär angestrebte Ziel der Reservebildung nicht beeinträchtigt. Auch sind Wechselwirkungen zwischen der Kapazitätsreserve und dem EOM sowie den Regelenenergiemärkten zu minimieren.

Die Konzepte der Kapazitätsreserve und der ursprünglich vom BDEW vorgeschlagenen Strategischen Reserve weisen eine große inhaltliche Überschneidung auf.

- Auch für den BDEW ist es entscheidend, dass die Reserve nur dann zum Einsatz kommt, wenn ein Kapazitätsdefizit auftritt.
- Die Dimensionierung der Kapazitätsreserve entspricht mit 5 Prozent der Jahreshöchstlast (d. h. ca. 4,5 GW) den Ergebnissen des beim BMU geführten Fachdialogs.
- Die Beschaffung im Wege der Ausschreibung führt zu einer nur moderaten Mehrbelastung der Endkunden.
- Die Verzahnung mit der Netzreserve ist geeignet, den Gesamtbedarf an Reservebedarf zu verringern.

Die im Weißbuch vorgeschlagene Kostenanlastung entsprechend des Verursacherprinzips erscheint sachgerecht. Voraussetzung ist allerdings, dass Bilanzkreisverantwortliche nicht schon die Vorhaltung, sondern nur den tatsächlichen Abruf der Kapazitätsreserve und auch nur in dem von ihnen konkret verursachten Umfang zu tragen haben. Sollten auch die Vorhaltungskosten mit Ausgleichsenergiepreisen von mindestens 20.000 €/MWh im Eintrittsfall auf die Bilanzkreisverantwortlichen umgelegt werden, muss gleichzeitig die Voraussetzung für die Lieferanten/Bilanzkreisverantwortlichen geschaffen werden, intraday Prognoseabweichungen erkennen zu können. Aus Sicht der ÜNB ist zudem darauf hinzuweisen, dass es nicht möglich ist, die Regelleistung vollständig auszuschöpfen und erst im Nachgang die Kapazitätsreserve zu aktivieren. Die Kapazitätsreserve dient daher als „Werkzeug“ zur Unterstützung der Regelleistung.

Angesichts der im Weißbuch angedeuteten Übergangsregelung ist es für den BDEW entscheidend, dass alle Elemente der Kapazitätsreserve schon jetzt gesetzlich verankert werden und die Übergangsregelung auch wirklich eine solche bleibt.

Die Ausschreibung sollte möglichst frühzeitig durch eine wettbewerbliche Ausschreibung erfolgen, um einen ausreichenden Wettbewerb zu schaffen. Mit Blick auf die verzahnte Beschaffung von Kapazitäts- und Netzreserve ist Chancengleichheit sicherzustellen; Kraftwerke,

die sich nicht bereits in der Netzreserve befinden, dürfen im Rahmen der Ausschreibung der Kapazitätsreserve keinen Bieter-Nachteil haben.

Aus verschiedenen unter anderem entflechtungsrechtlichen Gründen hatte der BDEW in seiner Stellungnahme aus dem Jahr 2012⁵ vorgeschlagen, die Einführung einer solchen Reserve nicht im Rahmen der Systemverantwortung der Netzbetreiber zu verorten, sondern in einem neuen Paragraphen nach § 53 EnWG. Für eine rechtliche Bewertung des Vorhabens fehlen noch weitere Details. Neben den zivil- und energierechtlichen Fragen ist vor allem auch auf die Auswirkungen der sich in absehbarer Zeit ggf. ändernden immissionsrechtlichen Genehmigungsaufgaben zu achten. Es sollte sichergestellt werden, dass diese Kraftwerke weder in den Termin-, noch Spot- oder Regelenenergiemarkt teilnehmen. Systemdienstleistungen sollten durch keine Art von Reservekraftwerken reduziert werden.

Zur ununterbrochenen Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist die Einführung einer solchen Kapazitätsreserve nach Ansicht des BDEW sinnvoll und notwendig. Sollte sie in Zukunft allerdings des Öfteren eingesetzt werden müssen, wird dies nicht ohne Rückwirkungen auf den Strommarkt bleiben. Eine zu große Reserve wird genauso wie ein zu häufiger Einsatz zu teuer für den Verbraucher. Es sollte dann eine Ablösung der Kapazitätsreserve durch Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes erfolgen.

Regulatorisch anspruchsvoll ist – wie bei jeder Reserve – die angemessene, im Zeitverlauf schwankende Dimensionierung der Kapazitätsreserve. Zudem gibt es in Fachkreisen die Befürchtung, dass die Kapazitätsreserve innerhalb kurzer Zeit stark anwächst. Denn wenn die Anreize im Strommarkt zum Erhalt der notwendigen Kapazität auch nach Einführung einer Reserve weiterhin ausbleiben, müssen kontinuierlich weitere aus dem Markt ausscheidende Kraftwerke in die Reserve aufgenommen werden. Ab einer gewissen Größe wäre diese dann ineffizient groß und damit volkswirtschaftlich zu teuer.

Müssen Investoren allerdings befürchten, dass bei einem Scheitern des Konzeptes Strommarkt 2.0 plus Kapazitätsreserve ein Neubau-Tender kommt, wird das Konzept zwangsläufig scheitern, da es dann wirtschaftlich attraktiver ist, Investitionen aufzuschieben. Ein sinnvolles Nachfolgekonzept kann daher nur eine diskriminierungsfreie Lösung wie der Dezentrale Leistungsmarkt sein. Wichtig ist dabei insbesondere die Gleichbehandlung von Bestands- und Neuanlagen sowie von Maßnahmen der Nachfrageflexibilität. Ist solch eine Nachfolgelösung von vornherein transparent, werden Investoren auch in einem Strommarkt 2.0 investieren, da sie keine nachträgliche Entwertung ihrer Anlagen befürchten müssen. Letztlich bietet erst eine Vorfestlegung den erforderlichen, langfristig stabilen Rahmen für den Strommarkt 2.0 plus Kapazitätsreserve.

⁵ Rechtliche Umsetzung des Consentec-Konzepts einer Strategischen Reserve, Kurzugutachten im Auftrag des BDEW, Prof. Dr. Hartmut Weyer, Goslar, 26. 09. 2012

Maßnahme 20: Netzreserve/Reservekraftwerksverordnung

Die ResKV soll bis Ende 2023 verlängert und novelliert werden. Dies entspricht einer Forderung der ÜNB, solange es innerdeutsche Netzengpässe gibt.

Die Beschaffung der Netzreserve wird auch weiterhin nach einem etablierten Verfahren erfolgen. Der Vorgang wird in Zukunft allerdings mit dem der Beschaffung der Kapazitätsreserve verzahnt, wobei die Eignung der vorab beschafften Kapazitätsreserve für die Zwecke der ResKV geprüft und im auszuschreibenden Bedarf berücksichtigt wird. In diesem Zusammenhang bleibt allerdings weiterhin unklar, wie der Neubau von schnell start- und schwarzstartfähigen sowie hoch flexibel regelbaren Kraftwerken für das 2GW-Segment für Süddeutschland im Rahmen der ResKV oder ggf. im Rahmen einer Verordnung vonstattengehen wird. Es ist in jedem Fall sicherzustellen, dass diese neuen Kraftwerke dauerhaft nicht am Strommarkt teilnehmen, damit die Funktionsfähigkeit des EOM 2.0 nicht nachhaltig untergraben wird.

In der Frage der Kostenerstattung wird es für Kraftwerke, die nur vorläufig stillgelegt werden sollen, bereits ab der Feststellung ihrer Systemrelevanz eine Verbesserung geben. Darüber hinaus wird für sie die verpflichtende Vertragslaufzeit um ein Jahr verlängert.

Die aus Sicht der Kraftwerksbetreiber besonders strittige Frage der Kostenanerkennung für Kraftwerke, deren endgültige Stilllegung vom Betreiber zwar beantragt, aus Gründen der Systemrelevanz aber abgelehnt wurde, bleibt auch im Weißbuch offen. Es wird dazu lediglich ausgeführt, dass „die Kriterien für eine angemessene Kostenerstattung für die Anlagen in der Netzreserve [werden] überprüft und gegebenenfalls angeglichen“ werden. In welchem Umfang der Streitpunkt um die Angemessenheit der Finanzierung der Netzreserve (anhängiges Beschwerdeverfahren vor dem OLG Düsseldorf) im Zuge des Weißbuchprozesses tatsächlich entschärft werden kann, wird der abschließenden Novellierung der ResKV (Strommarktgesetz) vorbehalten bleiben müssen. Die derzeit unterschiedliche Behandlung von in- und ausländischen Kraftwerken im Reservebetrieb muss zukünftig genau geprüft werden und sollte nur bei Vorliegen wichtiger Gründe aufrecht erhalten werden.

Problematisch, aber nicht angesprochen, ist zum Teil auch die Befristung der Verträge auf zwei Jahre, die die Betriebsführung der Kraftwerke erschwert. Die Möglichkeit Neuanlagen in die Netzreserve aufzunehmen, ist in der ResKV schon heute angelegt. Praktisch umsetzbar erscheint dies vor dem zeitlichen Hintergrund vor allem für Anlagen, die sich bereits jetzt in der Planung befinden.

b. Zukünftige Handlungsfelder

Handlungsfeld 1: Konkrete Ansätze zur Vertiefung des Binnenmarkts ergreifen

Der BDEW unterstützt die Stärkung des europäischen Binnenmarkts uneingeschränkt.

Dabei gibt es zahlreiche konkrete Verbesserungsmöglichkeiten:

- *Grenzüberschreitenden Intradayhandel* ermöglichen, da an unseren Grenzen Kapazitäten verfügbar sind, die noch nicht ausreichend genutzt werden können.
- *Grenzüberschreitende Harmonisierung der staatlichen Fördersysteme für Erneuerbare Energien.*
- Das Für und Wider einer *Vermarktung Erneuerbarer Energien durch ÜNB* sollte untersucht werden (Restmengen). Die *Gate Closure Time am Intradaymarkt* gerade grenzüberschreitend sollten mit den nationalen GCT koordiniert und möglichst nah am Lieferzeitpunkt liegen, um dem Markt unter Beachtung der ständigen Gewährleistung der Systemsicherheit mehr Möglichkeiten zu geben, Angebot und Nachfrage auszugleichen.

Für eine erfolgreiche Weiterentwicklung des Strommarkts sind vor allem stabile Rahmenbedingungen wichtig. Der BDEW begrüßt die Unterstützung des BMWi einer einheitlichen Preiszone.

Das bedeutet auch, dass mögliche Anpassungen bedacht und nur nach einer ausreichenden Prüfung von Kosten und Nutzen durchgeführt werden. Dieses wichtige Handlungsfeld wird allerdings im Weißbuch außerhalb ohnehin laufender Vorgänge nur recht allgemein behandelt.

Handlungsfeld 2: Erneuerbare Energien übernehmen Systemverantwortung

Das Weißbuch beschreibt zutreffend die positive Wirkung der Direktvermarktung auf die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien.

Mit Blick auf die weitere Marktintegration weist das Weißbuch auch auf die vorgesehene wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe für Strom aus Erneuerbaren Energien hin. Der BDEW hat in seinen Vorschlägen für eine grundlegende Reform des EEG⁶ unter anderem die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe im Wege von Ausschreibungen vorgeschlagen. Ziel sind die weitere Marktintegration und eine Steigerung der Kosteneffizienz bei der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien. So sind Auktionsverfahren bei ausreichend vorhandenem Wettbewerb und bei entsprechender Ausgestaltung grundsätzlich geeignet, eine hohe Kosteneffizienz bei der Förderung der Erneuerbaren Energien zu erreichen. Gleichzeitig erhöhen Auktionen durch die mit ihnen verbundene Mengensteuerung die Planbarkeit des Erneuerbare-Energien-Zubaus. Dies hat zum einen positive Auswirkungen auf die Verlässlichkeit der Zubauprognozen (Minderung von Prognosefehlern), zum anderen kann dadurch

⁶ www.bdew.de/vorschlaege_eeg-reform

bei entsprechender Ausgestaltung gezielter eine Synchronisierung mit dem Netzausbau erfolgen.

Der BDEW begleitet die Vorbereitung der EEG-Novelle 2016 intensiv und auch mit hohem Tempo. Hierfür wurde eine Studie zur Identifikation der relevanten Parameter für Auktionen zur Ermittlung der Förderhöhe aus allen Erneuerbaren Energien in Auftrag gegeben. Darauf aufbauend wird der BDEW unter Einbeziehung aller betroffenen Wertschöpfungsstufen Handlungsempfehlungen erarbeiten. Bereits im Mai hat der BDEW erste Hinweise für ein Auktionsdesign veröffentlicht, die den bis dahin erreichten Diskussionsstand widerspiegeln.

Das Handlungsfeld 2 beinhaltet u. a. auch eine Anpassung der "6-Stunden-Regelung". Aus Sicht des BDEW ist diese dringend erforderlich. Entsprechende Vorschläge seitens des BDEW sind in Arbeit und werden auch bereits mit dem Bundeswirtschaftsministerium und Branchenvertretern sowie Banken diskutiert. Eine konkrete BDEW-Handlungsempfehlung zu dieser Problematik wird voraussichtlich im September 2015 veröffentlicht.

Handlungsfeld 3: "Rollentausch" schreitet voran

Wie insbesondere zu Maßnahme 15 schon ausgeführt, muss ein Schwerpunkt der Arbeit zur Umsetzung der Energiewende in den nächsten Jahren darin liegen, die notwendigen technischen Voraussetzungen für den kompletten Umbau unseres Stromversorgungssystems zu schaffen. Beim Ausbau der EE-Anlagen ist Deutschland bereits auf einem sehr guten Weg. Aber schon der Ausbau der Übertragungsnetze hält mit diesem Ausbau der EE nicht mehr Schritt und der Ausbau der Verteilungsnetze hat gerade erst begonnen.

Ferner wird das Potenzial von Energiespeichern zur Unterstützung des Stromversorgungssystems insgesamt noch nicht ausreichend genutzt. In diesem Zusammenhang hat der BDEW den Gesetzgeber in der Vergangenheit mehrfach aufgefordert, die im Jahr 2008 geschaffene Diskriminierung von Energiespeichern gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen in Form der Zahlungsverpflichtung von Netzentgelten und Letztverbraucherabgaben zurückzunehmen. Erste Stilllegungen von Pumpspeicherkraftwerken sind Zeugnis der aktuellen Fehlentwicklung, denn der Bedarf an genau solchen Flexibilitätsoptionen wird im Zuge der Energiewende kontinuierlich steigen. Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag hierzu eine entsprechende Überprüfung angekündigt.

Zudem fehlt es in Bezug auf „Energiespeicher“ – neben zielführenden Anreizen für „Forschung und Entwicklung“ sowie einem geeigneten Marktumfeld – gegenwärtig sowohl national als auch im europäischen Kontext an einer einheitlichen Begriffsdefinition. Der BDEW hat hierzu am 6. Juni 2014 dem Gesetzgeber umfangreiche Vorschläge für eine technologieoffene und diskriminierungsfreie Definition der Begriffe „Energiespeicher“ sowie der Unterkategorien „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ und „Gasspeicher im Gasversorgungssystem“ vorgelegt.

Bei der Entwicklung und Einführung von Stromspeichertechnologien stehen wir, abgesehen von den bereits vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken zur vordergründigen Aufrechterhaltung der Systemstabilität, in technologischer Hinsicht gerade erst am Anfang. Verlässliche

Rahmenbedingungen und ein Abbau bestehender Hemmnisse sind daher für den Erhalt und den weiteren Ausbau der Energiespeicherkapazitäten in Deutschland essenziell.

Dies betrifft auch die Fragen der qualitativen Weiterentwicklung der einzelnen technischen Systeme zur Gewährleistung einer „intelligenten“ Zusammenarbeit in einem künftigen Stromversorgungssystem.

Als Fazit bleibt festzuhalten, dass der wichtigste und entscheidende Teil der Arbeit zur Umsetzung der Energiewende noch vor uns liegt.

Handlungsfeld 4: Sektorkopplung macht die Energiewende effizienter

Der BDEW teilt die Einschätzung des Weißbuchs, dass die Sektoren Wärme und Strom zukünftig noch stärker gekoppelt werden. Bei diesem Prozess muss die Definition von langfristig verlässlichen Zielvorgaben Vorrang vor der Festlegung von Einzelmaßnahmen und Technologien haben. Das Weißbuch legt zwar den Fokus auf den Strommarkt, thematisiert aber an vielen Stellen den Wärmemarkt. Dabei fehlt es jedoch an einer vollumfänglichen und ganzheitlichen Betrachtung.

Die Sektorkopplung ist weniger ein „zukünftiges Handlungsfeld“ als vielmehr bereits heute eine drängende Aufgabe für die Politik, die Rahmenbedingungen weiterzuentwickeln.

Wärmespeicher und Power-to-Heat-Technologien werden voraussichtlich eine wichtige Rolle in der Energiewende spielen. Große Wärmespeicher werden bereits heute durch Power-to-Heat-Module ergänzt und erlauben damit die Flexibilisierung des KWK-/Fernwärmenetz-Systems und die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) zur Wärmeerzeugung mit Wirkungsgraden nahe 100 Prozent. Power-to-Heat und Power-to-Gas werden vom BMWi als „lediglich temporäre Option“ dargestellt. Power-to-Heat stellt jedoch bereits heute eine einfach und vergleichsweise kostengünstig zu realisierende Schnittstelle zwischen Strom- und Wärmemarkt dar, die EE-Überschussstrom in Form von Wärme nutzbar macht und gleichzeitig Stromnetze in Netzengpassgebieten entlasten und die Abschaltung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen vermeiden kann.

Power-to-Gas (P2G) stellt perspektivisch in Deutschland eine wichtige Option zur saisonalen Speicherung von EE dar. Der Vorteil ist, dass P2G auf die vorhandene Infrastruktur des Gasnetzes in ganz Deutschland zurückgreifen kann. Große Energiemengen können so perspektivisch von Norddeutschland nach Süddeutschland transportiert werden. Zudem hat die Effizienz der Power-to-Gas Anlagen in jüngster Vergangenheit deutlich zugenommen und steigt weiter. Auch könnte es mittelfristig – gerade auch in einem EU-Binnenmarkt – zu deutlich höheren Anteilen fluktuierender Stromerzeugung kommen, als heute prognostiziert. In der langfristigen Perspektive mit sehr hohen Anteilen Erneuerbaren Stroms kann Power-to-Gas eine zukunftsorientierte Option darstellen. Die technische Weiterentwicklung der Anlagen ist durch entsprechende Rahmenbedingungen und Forschungsförderung anzureizen.

In Hochtemperatur-Anwendungen und in der Prozesswärme werden als Flexibilitätsoption Elektroheizgeräte eine wichtige Technologie sein. Auch in Gebäuden stellen Elektroheizer,

die mit erneuerbarem Strom betrieben werden, eine Option z. B. für die Warmwasserbereitung dar.

Mit der Modernisierung veralteter Heizungsanlagen (zum Beispiel bei einer Umstellung von Öl auf Erdgas) können erhebliche Effizienzpotenziale gehoben und CO₂-Einsparungen von bis zu 30 Prozent realisiert werden.

Den ca. 265.000 neugebauten Wohnungen im Jahr 2014 steht ein Bestand von 19,1 Millionen Wohngebäuden mit rund 20,5 Millionen Wärmeerzeugern gegenüber. Gleichzeitig sind die Ballungsgebiete Wärmesenken mit eingeschränkten technischen und wirtschaftlichen Potenzialen von Wind, Wasser, Sonne und Geothermie. Dagegen wird die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zunehmend dezentral und findet größtenteils außerhalb der Städte statt. Durch die Integration in das Gasnetz und in die Wärmenetze kann jedoch der Anteil Erneuerbarer Energien in städtischen Gebieten weiter erhöht werden. Die vorhandene Gas- und Wärmeleitungsinfrastruktur bietet hierfür sehr gute Voraussetzungen. In Anbetracht eines sehr hohen Anteils konventioneller Energieträger bei der Beheizung im Gebäudebestand am gesamten Wärmemarkt erscheint eine ausschließliche Beheizung auf Basis erneuerbaren Stroms mittelfristig in der Praxis nicht erreichbar (vgl. Seite 90 ff.).

Eine breite Palette von innovativen Heizungstechnologien auf Basis unterschiedlicher Energieträger sowie vielfältige Einbindungsmöglichkeiten von Erneuerbaren Energien stehen heute schon zur Verfügung. Mit dem Austausch veralteter Technik durch moderne effiziente Geräte (Gas-Brennwerttechnik, Strom- und Gaswärmepumpen, gasbetriebene Mini-/Mikro- KWK etc.) – auch in Kombination mit Erneuerbaren Energien (z. B. Solarthermie) bzw. dem Anschluss an effiziente Wärmeversorgungssysteme (Nah- /Fernwärme) – kann bereits heute ein bezahlbarer Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele im Wärmemarkt geleistet werden. Dabei sind die gebäudeindividuellen Gegebenheiten zu berücksichtigen.

Darüber hinaus können auch Power-to-Gas, Power-to-Heat und Bio-Erdgas in Verbindung mit der vorhandenen Erdgas- und Wärmenetzinfrastruktur einen erheblichen Beitrag zur notwendigen Flexibilisierung sowie zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien und zur Erreichung der Klimaschutzziele im Wärmemarkt leisten.

Wettbewerbsverzerrende Belastungen der Energieträger im Wärmemarkt werden vom BDEW abgelehnt. Die Rahmenbedingungen sind technologieoffen und energieträgerneutral zu gestalten. Sie müssen schnell umsetzbare, wirkungsvolle und bezahlbare Maßnahmen zur CO₂-Reduktion stärken. Nur so können der Wettbewerb um die kosteneffizienteste Lösung ermöglicht und die Wahlfreiheit für den Verbraucher gewährleistet werden. Technologieoffenheit und Energieträgerneutralität sind nicht nur die Voraussetzungen für Kosteneffizienz, sie bewahren auch Optionen für die Innovationen von morgen und übermorgen.

Handlungsfeld 5: Energieeffizienz mit größerem Nachdruck verfolgen

Das Papier hebt den Nutzen von gesteigerter Energieeffizienz von Stromanwendungen richtiger Weise hervor, adressiert aber noch zu wenig konkrete Handlungsfelder. Ein Energieträgerwechsel auf Stromanwendungen im Bereich der Gebäudebeheizung bietet nur einen Teil

des Gesamteinsparpotenzials im Vergleich zu einer insgesamt verbesserten Energieeffizienz im Gebäudebereich. Stromeffizienz ist hier kein Ersatz für Maßnahmen zur Steigerung der Gebäudeeffizienz sondern kann nur ergänzend wirken. Der positive Effekt effizienter und flexibler Stromanwendungen im Bereich industrieller und gewerblicher Anwendungen wird unterschätzt bzw. gar nicht angesprochen. Hier sollte ein zusätzlicher Schwerpunkt auf die Einführung effizienter und flexibler Produktionsverfahren und Querschnittstechnologien gesetzt werden. Zudem fehlt der Hinweis auf die notwendigen Investitionen für eine angebotsorientierte Stromnutzung sowohl in die Versorgungsstruktur als auch bei den Stromkunden.

Handlungsfeld 6: Verzahnung von Netz und Markt

Es stellt sich die Frage, welches Zielmodell der Energieversorgung in Deutschland gewünscht ist. Eine Lösung, die alleine den Anforderungen aus Erzeugung, Verbrauch und Handel genügt, kann volkswirtschaftlich ineffizient sein, wenn sie Kosten im regulierten Bereich, z. B. durch massiven Netzausbau (Stichwort „Kupferplatte“) außer Acht lässt.

Die Überlegungen bei den Fragestellungen zur erzeugungs- und lastseitigen Spitzenkappung (DSM) legen den Schluss nahe, dass die Auslegung des Systems „für die letzte Kilowattstunde“ (oder technisch eher für das „letztes Kilowatt“) nicht gewünscht sein kann.

- Daher sind Wechselwirkungen zwischen Netz und Netznutzern erforderlich, die Anreize für ein volkswirtschaftliches optimales Verhalten setzen,
- Einklang von Redispatch-Möglichkeiten mit der Auslegung supranationaler Preiszonen,
- Einsatz von Dienstleistungen (u. a. Redispatch) zur Vermeidung von Netzausbau (siehe Ampelkonzept),
- angemessener Umfang von Anschlussbedingungen und Konformitätsnachweisen,
- verursachungsgerechte Beteiligung an den Kosten der Netznutzung.

Die im Netzbereich ohnehin schon anstehenden Investitionen von mindestens 50 Mrd. Euro (Übertragungsnetz, Verteilungsnetz, Offshore, zzgl. höherem Verkabelungsanteil) machen es zwingend erforderlich, eine für das gesamte Stromversorgungssystem abgestimmte Lösung anzustreben.

Ansprechpartner:

Tilman Schwencke
Telefon: +49 30 300199-1090
tilman.schwencke@bdewde

Dr. Stephan Krieger
Telefon: +49 30 300199-1060
stephan.krieger@bdew.de