

BEE-Stellungnahme zum Ergebnispapier (Weißbuch) „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Berlin, 24.08.2015



Inhalt

Einführung	2
Grundsatzentscheidungen des Weißbuchs	3
Generelle Optimierungsmöglichkeiten des Strommarktdesigns.....	5
Fazit des BEE.....	7
Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht der Windenergiebranche	8
Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht der Bioenergiebranche.....	13
Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht der Solarenergiebranche.....	14
Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht der Geothermiebranche sowie der Umweltwärme	15
Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht der Wasserkraftbranche.....	17

Einführung

Der BEE begrüßt das Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Das Ergebnispapier hat den Anspruch, den Strommarkt für die Energiewende zu beschreiben.

Es wurde am 3. Juli 2015 veröffentlicht und dokumentiert zahlreiche Stellungnahmen von energiewirtschaftlichen und -politischen Akteuren, die sich im Rahmen des sog. Grünbuchprozesses beteiligt haben, so auch vom Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE).

Der BEE hat über Jahre hinweg intensiv an der Vorbereitung des Weißbuchs mitgewirkt und sieht nun, dass viele seiner Vorschläge aufgegriffen wurden. Die „Kompassstudie Marktdesign“ des BEE legte bereits Ende 2012 den ersten Grundstein. Im Mai 2013 schlug der BEE in einem Dialogpapier mit dem Bundesministerium für Umwelt (BMU) eine Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarktes vor. Ende 2013 folgte dann ein weiteres Dialogpapier zum Strommarktdesign mit dem BMU. Die Abfolge der zahlreichen Studien der BEE-Plattform Systemtransformation fand ihren vorläufigen Abschluss in der Studie „Strommarkt-Flexibilisierung“ Anfang 2015.

Die vielen richtigen Ansätze des Weißbuches müssen jetzt vom BMWi und vom Deutschen Bundestag konkretisiert und umgesetzt werden. Der BEE wird zu diesem Zweck Vorschläge und Stellungnahmen zum Strommarktgesetz sowie zu den weiteren Rahmungebungen vorlegen.

Grundsatzentscheidungen des Weißbuchs

Der BEE befürwortet die Grundsatzentscheidung, dass es **keinen Kapazitätsmarkt** in Deutschland geben soll. Kapazitätsmärkten, die veraltete konventionelle Strukturen gestärkt hätten, erteilte der BEE, unter anderem in seiner Stellungnahme zum Grünbuch, eine Absage. Auch setzte sich der BEE bereits seit 2013 für eine Absicherung mittels einer Reserve ein, was jetzt durch die Kapazitätsreserve umgesetzt wird. Die Argumentation des Weißbuchs für diese Grundsatzentscheidung pro Weiterentwicklung des Strommarktes und contra Kapazitätsmärkte basiert auf einer fundierten breiten Analyse und ist daher folgerichtig und schlüssig.

Der Strommarkt ist bereits sehr leistungsfähig und kann durch eine Weiterentwicklung zum Strommarkt 2.0 noch deutlich weiterentwickelt werden. Auch hier liegt das Weißbuch richtig, wenn es die Erweiterung der **Flexibilität** in den Mittelpunkt der vorgeschlagenen Maßnahmen stellt.

Flexibilitätshemmnisse, etwa die Industriesubventionen für inflexible Großverbraucher bei den Netzentgelten, sollen abgebaut und Marktpreissignale gestärkt werden. Auch hierzu hat der BEE bereits in Studien und der Grünbuchstellungnahme fundierte Vorschläge vorgelegt – etwa die Flexibilisierung der EEG-Umlage, der Netzentgelte sowie des KWK-Bonus. Das Weißbuch benennt diese Vorschläge, lässt die Umsetzung aber noch offen.

Die Flexibilisierung ist eine Voraussetzung dafür, dass Erneuerbare Energien eine größere Verantwortung im künftigen Energieversorgungssystem übernehmen können. Es wird unabdingbar, die **Regelenergiemärkte** stärker zu flexibilisieren. Dazu müssen die Ausschreibungsfristen verkürzt und die Präqualifikationsbedingungen für Erneuerbare Energien und Speicher angepasst werden. Hier zeigt das Weißbuch vor allem bei der Sekundärregelleistung in die richtige Richtung, hebt aber zum Beispiel die Bedeutung der Bereitstellung von Primärregelleistung durch Erneuerbare Energien nicht eigens hervor.

Der BEE verweist an dieser Stelle darauf, dass die Überlegungen des Weißbuchs die richtige Richtung anzeigen, aber in der Praxis bislang seitens der Übertragungsnetzbetreiber auf Hemmnisse stoßen (u.a. bei der Windenergie in der Sekundärregelleistung), ja mitunter wie im Falle der Präqualifikationsbedingungen für Primärregelleistung auf europäischer Ebene durch eine mögliche Verschärfung konterkariert werden. Zudem müssen Verteilnetzbetreiber darüber informiert werden, welche Anlagen zur Regelleistungserbringung vorgesehen sind, da diese dann nicht mehr für das Engpassmanagement zur Verfügung stehen.

Zur Flexibilisierung gehört auch, dass alte Kapazitäten aus dem Markt genommen werden. Die **Abschaltung jedes inflexiblen Atom- und Braunkohlekraftwerkes** wird daher dazu beitragen, die Reaktionsfähigkeit des Systems zu erhöhen. Darüber hinaus würde ein Marktaustritt dieser Kraftwerke den Vergütungsbedarf der Erneuerbaren Energien insgesamt senken. Die heute vorhandenen Überkapazitäten senken das Preisniveau an der Strombörse und verhindern Preisspitzen. Eine Marktbereinigung würde mithin den Marktwert der Erneuerbaren Energien tendenziell erhöhen und regelbaren Erneuerbaren Energien Zusatzerlöse durch eine strompreisorientierte Fahrweise ermöglichen. Atomausstieg, Klimaschutz und die Weiterentwicklung der Strommärkte gehen Hand in Hand. Der BEE hatte daher den Vorschlag eines Klimabeitrags der Kohle ausdrücklich unterstützt. Auch wenn der am 1. Juli 2015 gefundene Koalitionskompromiss nun teurer für die Verbraucher wird, ist und bleibt es richtig, dass in den nächsten Jahren eine Reihe von Braunkohlekraftwerken aus dem Markt genommen werden. Die Verantwortung für die unnötig hohen Kosten tragen diejenigen, die den Klimabeitrag nicht unterstützt haben.

Mit dem Weißbuch spricht sich das BMWi zu Recht für eine **Intensivierung der europäischen Kooperation** aus. Sie hat bereits in den vergangenen Jahren zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit und zu einer Senkung der Systemkosten geführt. Der BEE unterstützt auch hier die Haltung des BMWi, weist jedoch darauf hin, dass dafür Sorge zu tragen ist, dass der Stromhandel mögliche Netzrestriktionen berücksichtigt.

Generelle Optimierungsmöglichkeiten des Strommarktdesigns

- Der BEE sieht die Stärken des Strommarktes und dessen Entwicklungspotenzial. Daher hat er sich nachdrücklich für dessen Weiterentwicklung eingesetzt. Nichtsdestotrotz sieht der BEE aber auch Schwächen in einer reinen Konzentration auf den Großhandelsmarkt. Kluge Konzeptionen beim Eigenverbrauch sowie bei regionalen Märkten können sowohl zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit als auch zu Kostenersparnissen führen. Zudem bergen regionale Ansätze die Chance, die Akzeptanz der Energiewende in den Regionen zu erhöhen und Kosten zu minimieren.
- Wie bereits in der Stellungnahme zum Grünbuch akzentuiert, gibt es kein reales Level-Playing-Field zwischen den verschiedenen Energieträgern, solange die externen Kosten nicht umfänglich internalisiert sind. Von einer vollständigen Internalisierung sind die Märkte aber trotz kleinerer Fortschritte beim Emissionshandel weit entfernt, von der Nichtinternalisierung nuklearer Risiken der elektrischen Nachbarn mit Kernkraftwerken ganz zu schweigen.
- Das Weißbuch deutet die Dynamisierung von Preiselementen als Möglichkeit zur marktlichen Unterstützung der Flexibilisierung an, trifft hierzu aber noch keine Entscheidungen. Das BMWi sollte die vorliegenden Vorschläge weiter diskutieren und ggfs. durch eigene Analysen untersuchen, damit weitere Grundlagen für positive Entscheidungen im weiteren Prozess erarbeitet werden können.
- § 24 EEG greift massiv in die Strommärkte ein. Die Flexibilität der Märkte wird untergraben, indem künstliche, d.h. nicht marktwirtschaftliche, Anreize gesetzt werden, Erneuerbare Energien bei negativen Strompreisen abzuregeln. Dies ist zumindest beim jetzigen Zeitpunkt in mehreren Hinsichten kontraproduktiv. Zum einen behindert es den Umbau der Strommärkte hin zu einem flexiblen System, in dem alle Marktakteure optimal auf die fluktuierende Einspeisung reagieren. Ein hohes Stromangebot, das durch eine hohe Einspeisung von Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien entsteht, setzt die gewollten Signale, andere Stromerzeuger abzustellen bzw. Stromverbrauch in eben diese Zeiten zu verlagern. Die von § 24 EEG angereizte Abschaltung von Erneuerbare-Energien-Anlagen verringert eben diese Anreize, die ja ein Kernstück eines Strommarkt 2.0 sein sollen. Zum anderen stellt die Einführung des § 24 EEG nicht nur die Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien schlechter. Vielmehr stellt sie auch die Erzeuger von Strom aus fossilen Energiequellen besser. Durch die Abregelung von Erneuerbaren Anlagen im großen Stil steigen die Börsenpreise und in der Folge die Strommarkterlöse der fossilen Anlagen. Es handelt sich praktisch um einen Vorfahrtsschein für fossile Anlagen, was sowohl ökologisch als auch ökonomisch unsinnig ist, da hierdurch sowohl ein höherer CO₂-Ausstoß als auch höhere Kosten induziert werden; letzteres da Kapazitäten mit höheren Grenzkosten in der Erzeugung bleiben. Aus diesen Gründen müssen die kontraproduktiven Anreize, die ab dem 01.01.2016 durch § 24 EEG entstehen, umgehend korrigiert werden. Das Weißbuch hat die Problematik erkannt, auch hier geht es also um die schnelle Umsetzung dieser Absichten.
- Die Digitalisierung des Energiemarktes bietet viele Vorteile, birgt aber auch Risiken. Vor allem im Bereich der Netzführung und der personenbezogenen Daten sollte die Datensammlung auf die wesentlichen Daten minimiert bleiben. Allzu leicht lassen sich Datensätze duplizieren, wodurch sich das Datenaufkommen schnell vervielfacht. Dadurch ist Datenschutz nur noch schwer zu gewährleisten, und der Datentransfer belastet die Kommunikationsinfrastruktur in hohem Maße.

Smart Meter können ein Baustein sein, um Marktprozesse zu erleichtern, bergen aber die Gefahr Kleinanlagen und Endverbraucher mit Kosten zu belasten, ohne einen entsprechenden Nutzen zu generieren. Ihre Funktion sollte aber nicht überbewertet werden. Sie sollte daher nur dort eingesetzt werden, wo durch sie ein direkter Nutzen entsteht. Eine flächendeckende Einführung scheint nicht sinnvoll zu sein, da der Nutzen in den meisten Fällen in keinem Verhältnis zu den Kosten steht. Die Nutzung von Smart Metern zur Ausführung netztechnischer Maßnahmen sollte kritisch überdacht werden, da dezentrale Erzeuger in zunehmendem Maße als systemrelevant zu betrachten sind. Sinnvoll wäre aus unserer Sicht aber die Einführung einer einheitlichen Kommunikationsschnittstelle für Anlagen, die sich in der Direktvermarktung befinden. Voraussetzung wäre allerdings, dass die gesamte Fernsteuerung und Datenerfassung über ein solches Gerät umgesetzt werden kann. Außerdem sollte dringend ein Kommunikationskonzept erarbeitet werden, das den für den Netzbetrieb zwingend notwendigen Datentransfer gesondert ermittelt und das die zunehmende Systemrelevanz Erneuerbarer Erzeugung abbildet.

- Im Netzbereich:
 - Besondere Netzentgelte sollten nur dann gewährt werden, wenn ein Nutzen für das Gesamtsystem entsteht. Um Lastflexibilität zu fördern, sollte das System der Leistungspreise so umgestaltet werden, dass eine netzdienliche Verbrauchserhöhung nicht pönalisiert wird, siehe BEE-Stellungnahme zur letzten Novelle der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).
 - Der BEE begrüßt die Entscheidung des BMWi, die Kosten der Übertragungsnetze künftig bundesweit zu verteilen. Aus Sicht des BEE ist die Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien ein Gemeinschaftsprojekt, das auch gemeinsam finanziert werden sollte.
 - Die Kappung von Erzeugungsspitzen kann die Auslastung der vorhandenen Netzinfrastruktur verbessern und die Anschlusskapazität erhöhen. Dieses Mittel wirkt jedoch nur, wenn der Netzbetreiber nicht auf jede Anlage zugreifen muss, sondern die am besten geeignete Anlage nutzt und entsprechend entschädigt. Zudem erhöht die Spitzenkappung die Anschlusskapazität nur kurzfristig und kann den Netzausbau nicht ersetzen.
 - Netzbetreiber können heute weitgehend frei entscheiden, welche Erneuerbaren-Energien-Anlagen sie im Rahmen des Einspeisemanagements abregeln. Dies hat im Norden Deutschlands, insbesondere bei Biogasanlagen, zum Teil zu gravierenden technischen und wirtschaftlichen Problemen geführt, weil bei einer zu langen Regelzeit der Wärmebedarf des Fermenters sowie der Bedarf von Wärmeabnehmern nicht gedeckt werden kann und überschüssiges Gas über eine Notfackel verbrannt werden muss. Um diese Probleme zu beheben sollten Regelzeiträume bei einzelnen Anlagen auf einen akzeptablen Zeitraum begrenzt und eine sinnvolle Reihenfolge für die Abregelung festgelegt werden, die technologische und wirtschaftliche Besonderheiten berücksichtigt.
 - Die konventionelle Mindesterzeugung führt heute dazu, dass vorhandene CO₂-freie Energie ungenutzt bleibt, während Strom mit hoher CO₂-Fracht erzeugt wird. Daher ist es dringend notwendig, wie im Weißbuch vorgesehen, die Mindesterzeugung zu evaluieren und nach und nach durch CO₂-freie Alternativen zu ersetzen. Hierfür sollten zeitnah Konzepte erarbeitet und implementiert werden.

- Der BEE begrüßt die Entscheidung des BMWi, für mehr Transparenz über Strommarktdaten zu sorgen. Die Transparenz sollte aber auch in anderen Bereichen des Energieversorgungssystems erhöht werden. Zumindest der wissenschaftlichen Begleitforschung sollten alle relevanten Daten zugänglich gemacht werden. Hier überwiegt unserer Meinung nach das öffentliche Interesse das wirtschaftliche Interesse einzelner Marktakteure.

Fazit des BEE

Der BEE unterstützt die Maßnahmen 1-3, 5-12 sowie 14-20; er betrachtet die Maßnahme 13 (Smart Meter) differenzierter zwischen Nutzen und Kosten. Maßnahme 4 bedarf einer genaueren Analyse.

Das Weißbuch zeigt folglich grundsätzlich in die richtige Richtung. Jetzt geht es vor allem um die zukunftsfähige Umsetzung für eine Energiewirtschaft, in deren Mittelpunkt die Erneuerbaren Energiequellen stehen werden, insbesondere im Gesetzgebungsprozess zum Strommarktgesetz und zum EEG 2016. Der BEE wird den Prozess weiterhin konstruktiv begleiten.

Positionierungen der Fachverbände

Im Folgenden finden sich die **Positionen einzelner Fachverbände des BEE** zu branchenspezifischen Fragenstellungen wieder:

Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht der Windenergiebranche

Position des Bundesverbandes Windenergie e.V.

Der BWE nimmt sehr positiv zur Kenntnis, dass nicht nur im Weißbuch, sondern auch in den verschiedenen Workshops des BMWi ein Problembewusstsein für die Folgen, die die Anwendung des § 24 EEG 14 ab dem 1.1.2016 für die Wind- und PV-Branche haben werden, zu erkennen war. Darüber hinaus herrscht zwischen allen Akteuren breite Einigkeit, dass der Paragraph im besten Fall abgeschafft wird oder man wenigstens eine Änderung erzielen kann. Es kann nicht im allgemeinen Interesse liegen, dass unflexible, fossile Kraftwerke einspeisen, während saubere Erneuerbare-Energien-Technologien nahezu ohne Grenzkosten abgeregelt werden. Auch sind Erneuerbare Energien nicht allein verantwortlich für negative Preise, sondern ebenso konventionelle Erzeuger (Verursacherprinzip).

Die Marktprämie in Verbindung mit der Fernsteuerung stellt bereits einen Anreiz bedarfsgerechter Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen dar. Diese Regelung wirkt: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung werden bei moderat negativen Strompreisen abgeschaltet. Die Marktprämie in Verbindung mit der Fernsteuerung stellt daher eine sinnvolle Umsetzung der Randnummer 124 UEbLL dar.

Sollte sich die Abschaffung des § 24 EEG 2014 als politisch nicht durchsetzbar erweisen, fordert der BWE die Bundesregierung auf, die aktuelle Regelung durch eine energiewirtschaftlich sinnvolle und diskriminierungsfreie Regelung für die Anreizung von Flexibilitäten unter Beachtung des Einspeisevorrangs der Erneuerbaren zu ersetzen. Die Maßnahmen aus dem Weißbuch zur Flexibilisierung des Strommarktes müssen zeitnah umgesetzt werden. Der BWE begrüßt, dass auch im Weißbuch die Überprüfung des § 24 angekündigt wird (S. 87).

Weiterhin befürwortet der BWE eine Begrenzung der Erlöseinbußen auf ein Volumen, das die intendierte Investitionssicherheit des EEG nicht konterkariert und/oder zu Risikoauflägen in der Finanzierung führt und damit den weiteren Ausbau der Windenergie gefährdet.

Lösungsvorschläge des BWE:

1. Umsetzung von Flexibilitätsoptionen und Sicherstellung des Einspeisevorrangs

Ziel sollte es sein, unflexible fossile Kraftwerke mit hohen Grenzkosten frühzeitig aus dem Netz zu nehmen, um eine Abregelung sauberer Erneuerbarer Energien ohne Grenzkosten zu vermeiden. In Situationen mit niedriger Nachfrage und einer hohen Produktion aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien sollten die nicht benötigten Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten die Produktion einstellen. Dafür bedarf es neuer Maßnahmen, die zu entsprechenden Preissignalen führen. Fluktuierende Einspeiser müssen nichtsdestoweniger einkalkulieren, dass es künftig Zeiten geben kann, an denen ihr Strom keinen Verkaufspreis an der Börse erzielt. Dies sollte im Sinne des Einspeisevorrangs aber erst der Fall sein, wenn alle Möglichkeiten zur Flexibilisierung erschöpft sind und ausschließlich nur noch Must Run Kapazitäten im Markt sind.

Konkrete Vorschläge zur Umsetzung von Flexibilitätsoptionen sind in der Studie „Strommarkt-Flexibilität – Hemmnisse und Lösungskonzepte“ des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie und des Bundesverbandes Windenergie dargelegt.

2. Anknüpfungspunkt Intraday statt Day-Ahead

Die „Sechs-Stunden-Regelung“ in ihrer jetzigen Form knüpft an den Day-Ahead-Handel an. Da aber im Day-Ahead-Handel der Preis für den Folgetag nach Angebotsabgabe (bis 12:00 Uhr) um 13:00 Uhr bekanntgegeben wird, sind die mit der gesetzlichen Regelung angestrebten Reaktionen, nämlich lang anhaltende Phasen negativer Preise abzuwenden, kaum noch möglich.

Alternativ könnte in § 24 Abs. 1 EEG 2014 auf den Intraday-Preis abgestellt werden. In diesem Fall hätten die Vermarkter die Möglichkeit, auf Strompreissignale zu reagieren und damit negativen Preisen entgegenzuwirken. Problematisch wäre jedoch, wenn konventionelle Stromanbieter die Preise weiter niedrig hielten, indem sie ihre Mengenangebote nicht zurückfahren. Ein entsprechender Anreiz wäre gegeben, wenn sich das Herunterfahren eines konventionellen Kraftwerks als kostenintensiver darstellt, als das Einkalkulieren negativer Preise. Dieses Marktverhalten würde jedoch zur Unterwanderung des gesetzlich verankerten Einspeisevorrangs für die Erneuerbaren Energien führen.

3. Kompensationszahlungen

Eine weitere Option stellen Kompensationszahlungen dar. Diese könnten analog zur Entschädigungsregelung beim Einspeisemanagement erfolgen, was keinen Anreiz bietet, in Zeiten negativer Preise zu produzieren. Die theoretisch erzeugbaren (aber abgeregelten) Strommengen könnten analog zur Entschädigungsregelung bei Einspeisemanagementmaßnahmen erfasst und durch Wirtschaftsprüfer testiert werden. Entweder würden sie am Ende der Förderdauer als Mengenkontingent an die Förderdauer angehängt oder Anlagenbetreiber erhielten eine Entschädigungszahlung entsprechend § 15 EEG 2014, wobei die geleisteten Zahlungen über die EEG-Umlage gewälzt würden.

4. Änderung der Anlagenzusammenfassung

Mit Bezug auf die beihilferechtlichen Vorgaben der EU-Kommission bestehen für den deutschen Gesetzgeber Auslegungsspielräume zum Begriff der Anlagenzusammenfassung. Während der bestehende § 24 des EEG 2014 lediglich Ausnahmen für Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW umfasst, sehen die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission Ausnahmen für „3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten“ vor (vgl. Randnummer 125). Durch die Ergänzung des Begriffs „3 Erzeugungseinheiten“ im § 24 Abs. 3 Satz 2 bestünde für den deutschen Markt ein notwendiger Freiraum bei der Anlagenzusammenfassung. Die Anlagenzusammenfassung erfolgt nach § 32 Abs. 1 „unabhängig von den Eigentumsverhältnissen“. Dies ist in den UEBLL gar nicht gefordert. Eine optimale Anlagenkonfiguration wird zudem entsprechend der örtlichen Windverhältnisse vorgenommen. Die Reduzierung der Anlagengröße im Rahmen von Ausnahmeregelungen folgt jedoch einer preispolitischen Überlegung. Eine Begrenzung auf 3 MW ist daher im Sinne einer ertragreichen Windausbeute und zur Vermeidung wettbewerblicher Verzerrungen zu hinterfragen.

Zu Maßnahme 6 „Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen“

Der BWE begrüßt, dass Regelleistungsmärkte für neue Anbieter geöffnet werden sollen und die zugehörigen Eckpunkte [S. 68]. Insbesondere begrüßen wir:

- Die Verkürzung der Produktlaufzeiten bei der Sekundärregelleistung beispielsweise auf Vierstunden- oder stündliche Produkte
- Die Verkürzung der Produktlänge der Minutenreserve auf beispielsweise stündliche Zeitscheiben
- Dass die Leitstudie Strom „langfristig“ „eine kalendertägliche Beschaffung mit ein-stündigen Produktlaufzeiten“ vorschlägt (Connect et al. 2015)“ [S.67].

Wesentliche Punkte zur Flexibilisierung des traditionell starren Auktionsmechanismus zur Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Tertiärleistung fehlen jedoch. Dazu zählt insbesondere die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Erneuerbare Energien in Kombination mit (Batterie-) Speichern. Verbesserungen des Auktionsmechanismus zur Primärregelleistung sind im Weißbuch nicht enthalten. Zudem fehlt der Hinweis auf den Regelleistungsnachweis über „mögliche Einspeisung“.

Aus Sicht des BWE sollten im Strommarktgesetz folgende Punkte umgesetzt werden.

Kürzere Ausschreibungszeiträume (näher an der Einsatzstunde) und kürzere Produktlängen. Diese könnten beispielsweise wie folgt aussehen:

- Minutenreserve: stündliche Produktlänge und untertägige Ausschreibung bis 1 Stunde vor Einsatzstunde (in Dänemark können bis zu 45 Minuten vor der Einsatzstunde die Preise und Mengen von den Anbietern geändert werden)
- Sekundärregelleistung: stündliche Produktlänge und kalendertägliche Ausschreibung für den Folgetag
- Primärregelleistung: stündliche Produktlänge und kalendertägliche Ausschreibung für den Folgetag

Unsymmetrische Ausschreibung für alle drei Regelleistungsarten:

Die getrennte Ausschreibung von negativer und positiver Regelleistung muss auch für die Primärregelleistung gelten.

BWE Vorschlag: Regelleistungsnachweis über „mögliche Einspeisung“

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. 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. 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.

Regelzonenübergreifende Regelleistungserbringung ermöglichen

Die Regelleistungserbringung ist bisher nur pro Regelzone möglich, d.h. wenn der Wind in einer Regelzone weht kann dies nicht von einer anderen ausgeglichen werden. Um unterschiedliche Wetterbedingungen besser nutzen zu können, sollten Anlagen Regelenergie für alle vier Regelzonen in Deutschland erbringen dürfen.

Zu Maßnahme 14 Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren

Die temporäre Abregelung von Leistungsspitzen von Erneuerbaren Energie-Anlagen als Flexibilitätsoption kann sich in einem planbaren und rechtssicheren Rahmen als eine sinnvolle Alternative zum Netzausbau erweisen. Dies gilt allerdings nur, wenn sich die Einspeisemanagement-Maßnahme bei vollständiger Vergütung der abgeregelten Energie als volkswirtschaftlich kosteneffizienter als der Netzausbau erweist. Der BWE betont, dass der Netzausbau dennoch auf allen Spannungsebenen zwingend erforderlich ist, um die dezentrale Einspeisung auch künftig sicherzustellen und den großräumigen Austausch von elektrischer Energie zu ermöglichen. Das bedeutet, dass die Anwendung von Abregelungen als Flexibilitätsoption den Netzbetreiber (sowohl auf Verteil- als auch auf Übertragungsebene) weder von der punktuellen Netzanschlusspflicht noch von der allgemeinen Netzausbaupflicht enthebt. Dabei gilt: „Nutzen vor Abregeln!“. D.h. das die Energie zunächst in Power-to-X Anlagen, wie z.B. Power- to- heat oder Power- to Gas genutzt oder gespeichert wird. Nur wenn das nicht möglich ist, sollte abgeregelt werden.

Damit die Energie genutzt werden kann, sollten netzdienliche Speicher neben „Endverbraucher“ und „Erzeuger“ als separate dritte Kategorie „Speicher“ definiert werden. Denn wenn ein Speicher zur Netzentlastung beiträgt, sollte dieser auch von den Netzentgelten befreit werden.

Es könnte auch hilfreich sein, wenn der nur zu unverhältnismäßig hohen Kosten in das Netz integrierbare Strom aus Erneuerbaren Energien noch vor dem Netzverknüpfungspunkt einem anderen Sektor zugeführt werden könnte.

- Der BWE begrüßt, dass maximal 3 % der jährlichen Stromerzeugung (kWh) pro Anlage als abgeregelte Energie (Einspeisemanagement) in der Netzplanung angesetzt werden können.
- Das Weißbuch führt den 3 % Ansatz verpflichtend für das Übertragungsnetz ein. Die Formulierung für das Verteilungsnetz ist unklar. Es könnte gemeint sein, dass der 3% Ansatz optional für das Verteilungsnetz eingeführt wird. Andererseits könnte man verstehen, dass alles vor dem Satz zur Übertragungsebene auch nur dafür gilt (siehe kursiv gedruckt). Demzufolge wäre das Konzept zur Spitzenkappung für das Verteilungsnetz optional, aber eben auch nicht näher spezifiziert (wie viel Abregelung maximal etc.).

„Die Abregelung betrifft die direkt an das jeweilige Netz angeschlossenen Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Alt- und Neuanlagen werden dabei gleich behandelt. Die Planer sollen maximal eine um drei Prozent reduzierte Stromerzeugung je Anlage simulieren. Diese Regelung gilt nur für die Übertragungsebene. Auf der Verteilernetzebene erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, die Spitzenkappung seiner Netzplanung zu berücksichtigen.“
[S.76]

Der BWE trägt den Ansatz 3% EinsMan in der Netzplanung zu berücksichtigen vor allem aus Akzeptanzgründen der (neu zu bauenden) Stromleitungen mit. Da der Bau von Leitungen im Übertragungsnetz wesentlich konfliktreicher als im Verteilungsnetz ist (weniger Möglichkeiten für Erdverkabelung, stärkere Feldstärken etc.) kann der BWE dem verpflichtenden Ansatz im Übertragungsnetz zustimmen, sofern dieser analog (max. 3 % etc.), aber eben optional für das Verteilungsnetz gilt.

- Der BWE begrüßt, dass „Redispatch- und Entschädigungsregelungen erhalten [bleiben]“ [S. 76]. Die Beibehaltung der Härtefallregelung ist zwingend erforderlich, um Anlagen diskriminierungsfrei abregeln zu können.
- Die weitere Ausgestaltung des 3%-Ansatzes sollte angesichts der massiven Betroffenheit von Netzbetreibern und Projektentwicklern begleitet werden durch intensive Industriekonsultationen und Anhörungen.

Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht der Bioenergiebranche

Position des Fachverbandes Bioenergie e.V. und des Bundesverbandes Bioenergie e.V.

Die Ausrichtung von Bioenergieanlagen auf eine flexible Fahrweise bietet große Potenziale zum Aufbau einer flexiblen und klimafreundlichen Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien. Da die Strompreissignale auf absehbare Zeit nicht ausreichen, um einen flexiblen Betrieb von Bioenergieanlagen anzureizen, bedarf es einer entsprechenden Ausrichtung der Vergütungssystematik im EEG. Die im EEG 2014 festgelegte Flexibilitätsprämie für bestehende bzw. der Flexibilitätszuschlag für neue Biogasanlagen gehen in die richtige Richtung. Allerdings sollten auch Anreize für die Flexibilisierung anderer Bioenergieanlagen gesetzt werden, bei denen dies technisch möglich ist. Wie oben bereits gesagt sind Anreize, wie sie § 24 EEG setzt, kontraproduktiv. Folglich sollte auch eine Flexibilitätsprämie bzw. ein Flexibilitätszuschlag für andere Bioenergieanlagen eingeführt werden.

Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht der Solarenergiebranche

Position des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V.:

Der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) begrüßt die Entscheidung für einen Strommarkt 2.0 plus Kapazitätsreserve. Ebenso positiv hervorzuheben ist, dass das Weißbuch der Flexibilisierung des Strommarktes einen hohen Stellenwert beimisst. Die Öffnung der Regelleistungsmärkte spielt hierzu für die PV-Branche ebenso eine wichtige Rolle wie die stärkere Einbeziehung des Lastmanagements.

Gerade Eigenversorgungs- und Direktlieferkonzepte sind wichtige Treiber für die Flexibilisierung auf der Nachfrageseite im Kontext eines Strommarktes 2.0. Aufgrund der zunehmenden Volatilität der Stromerzeugung ist es für eine erfolgreiche Energiewende unabdingbar, die Nachfrage zu flexibilisieren. Lohnenswert wird eine flexible Produktion erst mit eigenen Erzeugungsanlagen, die z.B. Unternehmen die Möglichkeit eröffnen, am Markt zu kaufen, Eigenenergie zu nutzen oder die Produktion anzupassen. Eine netzdienliche Eigenversorgung durch Reduktion von Einspeisespitzen, lokale Spannungsregelung durch PV-Speichersysteme oder auch ein ferngesteuerter Betrieb durch Netzbetreiber, können den Netzbetrieb verlässlicher und kosteneffizienter gestalten.

Leider missverständlich beschreibt das Weißbuch die Möglichkeiten von Batteriespeichern. So ist häufig nur die Rede von Batterien in Elektrofahrzeugen. Das Weißbuch übersieht die Technologie-, Kosten-, und Marktentwicklung bei Batteriespeichern in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen. Batteriespeicher sind in den letzten Jahren deutlich preisgünstiger geworden. Der Bundesverband Solarwirtschaft regt daher an, im Zuge der Strommarktdiskussion auch die Markteintrittsbarrieren für Batteriespeicher weiter abzubauen, z.B. sollten Batteriespeicher als Netzbetriebsmittel anerkannt und Möglichkeiten zum „Pooling“ geschaffen werden.

Sehr positiv nimmt der BSW-Solar zur Kenntnis, dass das Weißbuch die Anwendung des § 24 EEG kritisch hinterfragt und die Regelung im Rahmen des Strommarktgesetzes überprüft wird. Bei den entscheidenden Akteuren herrscht breite Einigkeit, dass der Paragraph in dieser Form im besten Fall abgeschafft wird. Adäquate Vorschläge zur Reformierung des § 24 liegen bereits vor. Diese beinhalten u.a. eine energiewirtschaftlich sinnvolle und diskriminierungsfreie Regelung für die Anreizung von Flexibilitäten unter Beachtung des Einspeisevorrangs der Erneuerbaren. Vorschläge siehe Ergänzung BWE.

Der BSW-Solar ist wie das BMWi der Überzeugung, dass an einer Digitalisierung von Stromerzeugung und Netzinfrastruktur langfristig kein Weg vorbei führt. Die schrittweise Einführung von Smart Meter ist hier sicherlich ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung. In einer Phase des Marktrückgangs jetzt zu hohe Anforderungen an die Digitalisierung von Erzeugungsanlagen zu stellen, würde das ohnehin schon stark zurückgegangene Marktvolumen weiter reduzieren, womit die Begründung für einen Smart-Meter-Rollout bereits in seinem Kern verloren geht.

Gerade in diesem Kontext nimmt die Anpassung der Bagatellgrenze für PV-Anlagen eine wichtige Funktion ein. Wir fordern daher, dass die Bagatellgrenze zum Start des Rollouts auf 30 kWp angehoben wird und erst nach nachgewiesener Preissenkung der Smart-Meter-Technologie auf 10 kWp abgesenkt wird. Eine ausführliche Position hat der BSW-Solar im Rahmen des Konsultationsverfahrens zum „Verordnungspaket Intelligente Netze“ bereits eingereicht.

Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht der Geothermiebranche sowie der Umweltwärme

Position des Bundesverbandes Geothermie e.V.:

Oberflächennahe Geothermie als höchsteffiziente Stromanwendung im Wärmemarkt stärken

Der Bundesverband Geothermie begrüßt den Anspruch des BMWi bei der Kopplung der Energiesektoren besonderen Wert auf Energieeffizienz zu legen. Besonders Oberflächennahe Geothermieanlagen sollten als höchsteffiziente Heizsysteme in diesem Zuge weiter unterstützt werden. Zwingend nötig ist dabei die Befreiung des eingesetzten Stroms von der EEG-Umlage.

Derzeit zahlen Bauherren und Eigenheimbesitzer, die die Erdwärme mittels einer oberflächennahen Geothermieanlage nutzen, doppelt für die Energiewende. Sie nehmen höhere Investitionskosten in Kauf und bezahlen per EEG-Umlage für die Energiewende im Stromsektor. Angesichts der Leistung, die Erdwärmeanlagen als lastvariable Stromabnehmer für die Netzstabilität erbringen ist dies außerordentlich unzuweckmäßig.

Technologieoffenheit erhalten –Tiefengeothermie stärkt die Versorgungssicherheit

Die tiefengeothermische Stromerzeugung ist in Deutschland vergleichsweise junge Technologie. Mittel- und langfristig kann sie jedoch einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit im Stromsektor leisten. Bedauerlich ist daher, dass für die Tiefe Geothermie kein expliziter Platz in dem Strommarkt 2.0 zugewiesen wird. Der Bundesverband Geothermie fordert daher, auch beim Einsatz Erneuerbarer Energien im Strommarkt auf Technologieoffenheit Wert zu legen. Die Rollen von Geothermiestrom im Strommarkt 2.0 muss weiter untersucht und diskutiert werden. Denkbar ist einerseits, die Ergänzung von Wind- und Sonnenstrom mittels planbarem Geothermiestrom. Andererseits sollten auch geeignete Geschäftskonzepte für den Einsatz als Netz- und/oder Kapazitätsreserve geprüft werden. Der konzentrierte und engagierte Ausbau der Geothermiestromerzeugung im bayerischen Molassebecken und dem Oberrheingraben reduziert das Erfordernis von langen Stromtrassen.

Position des Bundesverbandes Wärmepumpe e.V.:

Im Hinblick auf die Ausschöpfung der Potenziale von Geothermie und Umweltwärme verfolgt das Weißbuch positive Ansätze. Insbesondere die Schaffung eines technologieneutralen Wettbewerbs verschiedener Flexibilitätsoptionen mithilfe einer Stärkung der Marktpreissignale ist zu begrüßen. Dabei gilt es darauf zu achten, dass...

- alle interessierten Akteure unabhängig von der Höhe ihres Flexibilitätspotenzials prinzipiell die Möglichkeit bekommen, dieses anzubieten. Hier gilt es das Prinzip der Technologieoffenheit einzuhalten, also auch geeigneten monoenergetisch arbeitenden Anlagen den Zugang nicht zu verwehren.
- die durchschnittlich anfallenden Betriebskosten durch den flexiblen Anlagenbetrieb reduziert werden. Dies ist notwendig, damit Anlagenbesitzer einen Anreiz zum flexiblen Betrieb erhalten sowie die notwendigen Zusatzinvestitionen (Steuerungstechnik, Speicher) sowie Effizienzverluste kompensieren können.

Der Strompreis ist das zentrale Instrument zur Erschließung der Flexibilitätsreserven des Wärmemarktes mithilfe strombasierter Heizungssysteme. Staatlich regulierte additive Preisbestandteile verhindern die Erkennung von Marktsignalen durch die Verbraucher und blo-

ckieren die Entwicklung tragfähiger, attraktiver Geschäftsmodelle für Energieversorger und Systemdienstleister. Die im Weißbuch angekündigte Erarbeitung eines Zielmodells für die Überarbeitung regulierter Preisbestandteile ist daher zeitnah zu beginnen und unter Beteiligung interessierter Akteure zügig abzuschließen.

Ausdrücklich zu begrüßen ist, dass das Thema Sektorkopplung als zukünftiges Handlungsfeld identifiziert wird. Die Integration von Strom- und Wärmemarkt ist im Hinblick auf die Durchführung der Energiewende sowohl im Wärme- als auch im Strommarkt unverzichtbar. Im Wärmemarkt konkurrieren zunehmend umweltfreundliche elektrische Anwendungen v.a. mit fossilen Energieträgern, welche einer deutlich geringeren Belastung durch staatliche Preisbestandteile aufweisen. Eine Überarbeitung der Strompreisbestandteile mit dem Ziel einer deutlichen Entlastung ist das effektivste Instrument zu Erreichung einer sektorenübergreifenden Energiewende.

Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht der Wasserkraftbranche

Position des Bundesverbandes Deutscher Wasserkraftwerke e.V.:

Netzstabilisierung durch dezentrale kleine Wasserkraft

Kleine Wasserkraftanlagen liefern verlässlich Strom und gehören deshalb als fester Bestandteil zum zukünftigen Energiemix. Aber auch wegen ihres erheblichen netzdienlichen Verhaltens sind Kleinwasserkraftwerke in Deutschland von wichtiger Bedeutung. So konnte im Rahmen eines Smart-Grid-Projekts anhand eines konkreten Beispiels eines mittelständischen Verteilungsnetzbetreibers deutlich gezeigt werden, dass der Ausbaubedarf gerade der – im Rahmen der Energiewende bereits heute erheblich belasteten – ländlichen Verteilungsnetze ohne die Kleinwasserkraftwerke nochmals deutlich (um bis zu 57 %) ansteigen würde. Hinzu kommt zusätzlicher Ausbaubedarf in den im Rahmen der Untersuchung nicht betrachteten überlagerten Netzebenen bis hin zum Transportnetz. Dieser zusätzliche Netzausbau wird – über das Vehikel der steigenden Netznutzungsentgelte – durch steigende Strompreise letztlich von allen Verbrauchern bezahlt werden müssen.

Der BDW empfiehlt dem BMWi die Bedeutung der kleinen dezentralen Wasserkraftanlagen für die Netzstabilität bei der Gestaltung des künftigen Strommarktdesigns zu berücksichtigen.

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

Material zur Vertiefung:

BEE-Statement zum Weißbuch des BMWI

<http://www.bee-ev.de/home/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-statement-zum-weissbuch-des-bmwi/>

BEE-Stellungnahme zum Grünbuch

http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/2015-02-27_BEE-Stellungnahme_Gruenbuch_Strommarkt.pdf

BEE-Dialogpapier zur Strategischen Reserve

http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20130513-_Fachdialog_Strategische_Reserve.pdf

BEE-Dialogpapier zum Strommarktdesign

http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20131206-_Fachdialog_Strommarktdesign_Ergebnispapier_final.pdf

BEE-Plattform Systemtransformation

<http://www.bee-ev.de/home/politik/plattform-systemtransformation/>

BEE-Positionspapiere

<http://www.bee-ev.de/home/publikationen/positionspapiere-und-stellungnahmen/>

Pressemitteilungen zum Weißbuch (Auswahl)

<http://www.bee-ev.de/home/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-statement-zum-weissbuch-des-bmwi/>

<http://www.bee-ev.de/home/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-stellungnahme-kapazitaetsmaerkte-sind-ueberfluessig/>