

POSITIONEN



EEG-Novelle energiewirtschaftlich einbetten - mehr Spielraum für Flexibilität ermöglichen

Die aktuelle EEG-Novelle hat ihren Ausgang in der Umstellung des Fördersystems auf Ausschreibungen nach dem EEG 2014. Es geht darum, Zahlungen an die erneuerbaren Energien wettbewerbsfähig zu ermitteln und eine bessere Ausbausteuerung zu erreichen. Ausdrücklich wird auch auf eine bessere Abstimmung mit der Netzausbauplanung und Planungssicherheit für die anderen Akteure der Stromwirtschaft abgehoben.

Gemessen an dieser ja seit geraumer Zeit bekannten Grundthematik ist es verwunderlich, dass erst jetzt – neben den bekannten, fast schon technischen Fragen der Ausgestaltung und operativen Umsetzung der Ausschreibung - die Grundfrage der Systemintegration in den Vordergrund getreten ist. Die erheblichen Verzögerungen im Ausbau der Übertragungsnetze verursachen kostspielige und volkswirtschaftlich ineffiziente regulatorische Eingriffe auf Kosten erneuerbarer (Einspeisemanagement) und konventioneller Erzeugung (Redispatch). Statt angesichts der aktuellen Begrenztheit der Übertragungsnetzperspektiven Impulse für *alle* Spielarten von Flexibilität zu geben, beschränkt sich der Gesetzentwurf der Bundesregierung leider auf Übertragungsnetze und Regulierung.

Nachfolgend Anmerkungen und Vorschläge zu dem Gesetzentwurf:

1. Ausschreibung:

Die 8KU unterstützen die Einführung von Ausschreibungen im EEG. Unvermeidlich entsteht bei einer so hohen Regeldichte Anpassungsbedarf im Detail. So sollte etwa die Zwischenspeicherung von Strom nicht als Letztverbrauch klassifiziert werden (§ 4 Nr. 33). Auch sollten die Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften ermöglichen, dass durch regionale Kooperationen zwischen Stadtwerken und Bürgerenergiegenossenschaften tatsächlich Partizipation entsteht (§ 36g).

Unbeschadet dessen halten wir die vorgeschlagenen Regeln für grundsätzlich geeignet, den bereits in der EEG-Novelle 2014 beschlossenen Pfad umzusetzen, durch Ausschreibung eine markt- und wettbewerbsgerechte Förderhöhe zu ermitteln.

2. Ausbauziele:

Ausgesprochen kontrovers wird im politischen Raum die Umsetzung der ebenfalls aus der Novelle 2014 entstandenen Ausbaupfade und Ausbaukorridore diskutiert.

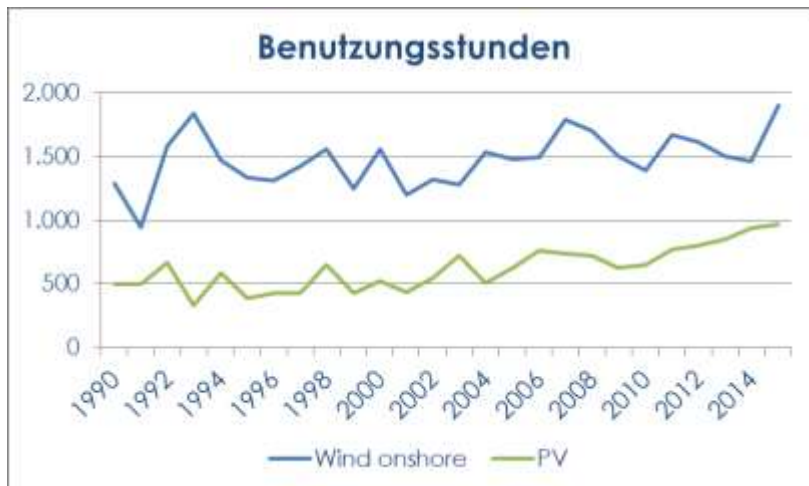
8KU GmbH Berlin
Schumannstr. 2
10117 Berlin

Telefon 030 24048613
Telefax 030 23455839
E-Mail kontakt@8ku.de
Internet www.8ku.de

Ihr Ansprechpartner:
Dr. Matthias Dümpelmann
Geschäftsführer 8KU

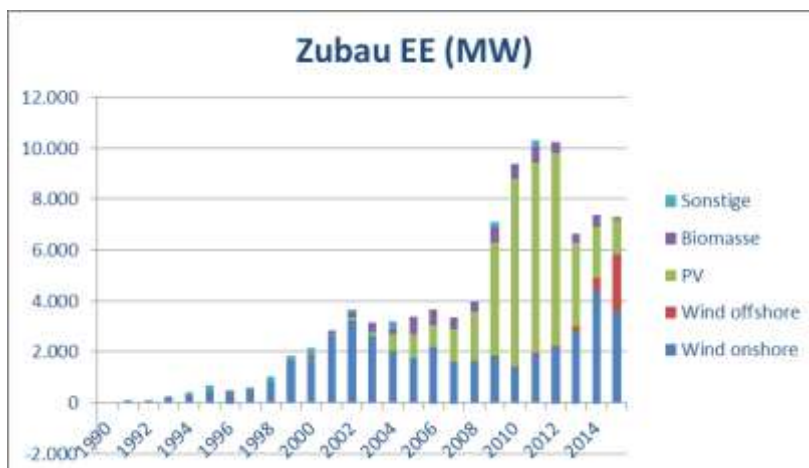
Berlin, 17. Juni 2016

Aufgrund einer zuletzt sowohl für Wind onshore wie auch PV außerordentlich günstigen Witterung - ergänzt durch technologischen Fortschritt - haben die Benutzungsstunden und somit die Stromproduktion dieser beiden Technologien besonders im Jahr 2015 zeitgleich deutlich zugelegt.



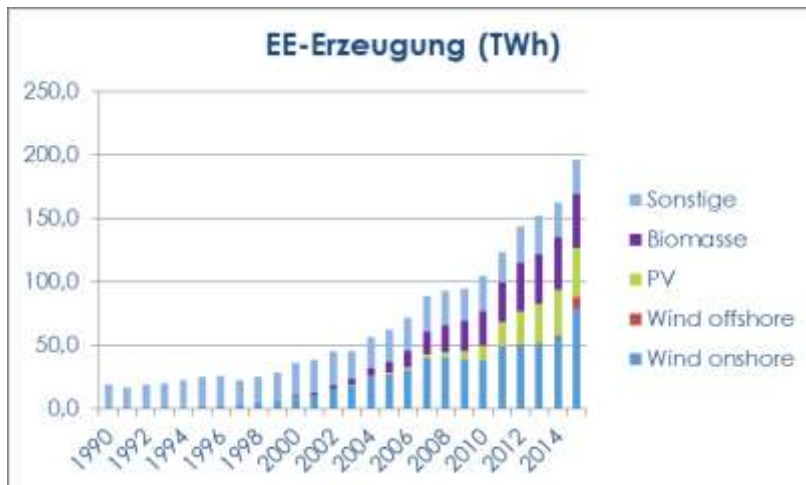
Daten: BMWi 2016, eigene Berechnung

Bei Wind onshore war im Jahr 2014 zuvor ein Rekordzuwachs an installierter Leistung zu verzeichnen. Abgesehen von der erst anlaufenden Errichtung von Windanlagen auf dem Meer waren Neuanlagenerrichtungen (auch bei Wind onshore) im Jahr 2015 gegenüber 2014 leicht rückläufig. Die Zuwachsraten bei PV waren nach den Boomjahren ab 2009 schon 2013 rückläufig; jedoch ist mit diesem Boom ein Sockel von immerhin 27 GW mit relativ hohen Vergütungsraten (teils deutlich über 30ct/kWh) entstanden. Ein Blick auf die aktuellen Ausschreibungsergebnisse (7,5 ct/kWh) zeigt, dass sich dies in Zukunft nicht fortsetzen wird.



Daten: BMWi 2016, eigene Berechnung

Aufgrund der hohen installierten Gesamtleistung und hoher Benutzungsstundenzahlen erreichte die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2015 mit 196 TWh einen Rekordanteil von einem Drittel am Bruttostromverbrauch (600 TWh).



Daten: BMWi 2016, eigene Berechnung

Dies wirkt sich selbstverständlich auch auf die Entwicklung der Zahlungen an die EE-Anlagen wie auch auf die Umlage aus. Dies liegt zum einen an der schlichten Menge und zum anderen an dem niedrigen Großhandelspreisniveau, das auch von den weitgehend grenzkostenfreien erneuerbaren Mengen mit verursacht wird.

Die EEG-Umlage ist jedoch *kein* sinnvoller Indikator für die Beurteilung der Gesamtkosten des EE-Ausbaus. Zielführender ist die summarische Betrachtung aus EEG-Umlage und Großhandelsstrompreis. Hierbei sind Großhandelspreise und EEG-Umlage gegenläufig aneinander gekoppelt. Da unverändert Wind onshore und PV die wesentliche Basis der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien sind und diese in den ersten Versteigerungsrunden unerwartete Preissenkungsspielräume gezeigt haben, ist die Gesamtkostenwirkung eines weiteren EE-Ausbaus diskutabel.¹

3. Systemintegration und Flexibilität:

Während die Zahlungen an EE-Anlagen, die EEG-Umlage und die Wirkung der Erneuerbaren auf die Großhandels-

¹ Eine Kurzstudie von r2b für die MVV hat in diesem Mai gezeigt, dass eine Erhöhung des Wind onshore-Ausbauziels von 2.500 MW brutto auf 3.500 MW brutto im Jahr 2025 gerade einmal 6 Euro jährlich oder 0,6 % des Endkundenpreises ausmacht. (r2b: Welche Kostenentwicklung ergibt sich für Verbraucher durch einen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien? Köln Jan./Mai 2016)

preise schon in der Vergangenheit breit diskutiert wurden, tritt nun die Entwicklung der System- und Integrationskosten in den Vordergrund. Hierunter werden im folgenden Kosten verstanden, die standortbedingt wie auch durch den fluktuierenden Charakter von PV und Wind entstehen, nicht zuletzt die in die Netzkosten eingehenden Elemente Einspeisemanagement und Redispatch². Dies wird insbesondere im Norden zum Problem.

Die deutsche Energiepolitik hat sich seit 2012 weitgehend auf den Ausbau von Übertragungsnetzen als dominierende Flexibilitätsoption beschränkt. Dies geschah u.a. in der Annahme, dass windstarke Standorte in Kombination mit der Übertragung des Stroms in den Süden die verlässlichste und kostengünstigste Option sind. Jedoch sind die Übertragungsnetzbetreiber mit dem Ausbau dieser Netze bislang nur unzureichend von der Stelle gekommen. Und der Kompromiss zur Erdverkabelung führt zu einer weiteren Ausbauperzögerung und zu höheren Netzausbaukosten. Das Übertragungsnetz als primäre Flexibilitätsoption steht im Ergebnis also erst sehr spät und zu hohen Kosten zur Verfügung. Die politische Fokussierung auf den Ausbau der Übertragungsnetze und die Tatsache, dass es den Betreibern bislang nicht gelungen ist, den Netzausbau umzusetzen, erzeugt nun Engpasssituationen, die die Systemstabilität gefährden können.

Ihre im EnWG definierte Systemverantwortung setzen die Übertragungsnetzbetreiber durch Regulierung der Stromerzeugung um: Zum einen durch Einspeisemanagement, also Abregeln von EE-Anlagen (gegen Entschädigung) und durch Redispatch, also durch das Abregeln von Anlagen vor und das Hochfahren von Anlagen hinter dem Engpass (desgleichen gegen Entschädigung). Die Kosten für diese Art des Erzeugungsmanagements werden für 2015 auf 1,1 Mrd. Euro beziffert. Hierbei ist noch nicht berücksichtigt, dass die Regeln zur Entschädigung der Kraftwerksbetreiber für Redispatch in der Vergangenheit nach Auffassung des OLG Düsseldorf rechtswidrig, weil unangemessen niedrig waren³.

² Das extrem niedrige Niveau der Großhandelspreise, das von den Erneuerbaren mit begründet wird, führt ferner dazu, dass die aktuell klimaschonendsten und potenziell für Flexibilität sinnvollsten Kraftwerke (Gas-/KWK-Anlagen) aus dem Markt gedrängt werden. Dies führt zu zusätzlichen Systembelastungen.

³ Eine angemessene Entschädigung der Kraftwerksbetreiber bedeutet nach Auffassung des OLG Düsseldorf über den bloßen Ersatz von Auslagen hinaus die Vergütung für angeforderte Anpassungen, anteiliger Fixkosten, anteiliger Werteverbrauchs und eine Berücksichtigung von Opportunitätskosten.

Der Ausbau der Übertragungsnetze wird allem Anschein nach noch geraume Zeit in Anspruch nehmen.⁴ Es stellt sich die Frage nach möglichen Alternativen, was leider im EEG bestenfalls in Ansätzen entwickelt ist (für das Strommarktgesetz gilt bedauerlicherweise das gleiche).

Wir schlagen im Sinne der Systemintegration ergänzend zum Übertragungsnetzausbau zusätzliche Optionen vor. Für deren Formulierung und Implementierung sollten im EEG 2016 zumindest Ankerpunkte, Monitoringmechanismen, ggf. auch Verordnungsermächtigungen (mit Zustimmung von Bundestag und Bundesrat) geschaffen werden:

– **Stärkere Regionalisierung des EE-Ausbaus:**

Der Ausbau von Wind onshore vor allem im Norden von Deutschland verdankt sich bekanntermaßen der ausgeprägten Windhöffigkeit dieser Standorte. Empirisch konzentriert sich die Phase der größten Windintensität und –ausbeute auf die Wintermonate. Dies schlägt sich übrigens auch in der Jahresverteilung des Einsatzes von Redispatch nieder. Damit ist aber in der aktuellen Situation die Qualität norddeutscher Standorte gar nicht systematisch nutzbar. Zumindest solange der Netzausbau nicht realisiert ist, fällt die geringere Windhöffigkeit an südlicheren Standorten also nicht negativ ins Gewicht, da für sie eine nur marginale Gefahr von Redispatch (bzw. Einspeisemanagement) bestünde.

Das Referenzertragsmodell hat in der Vergangenheit nur ausgesprochen unbefriedigende Ergebnisse für eine breitere Regionalverteilung von neuen Windanlagen gebracht. Zwar zeigen sich im aktuellen EEG-Entwurf Verbesserungen. Sie reichen aber nicht aus und sollten einem zügigen Monitoring unterzogen werden. Es sollte zudem kurzfristig geprüft werden, ob nicht ein Mengenkontingentierungsmodell⁵ ergänzend oder alternativ verwendet werden sollte.

Die Einführung von Anreizen des BMWi gegenüber den Ländern (in Vorbereitung der Konferenz der Ministerpräsidenten), den Windausbau im Norden zu be-

⁴ Die Übertragungsnetzbetreiber gehen offenbar für Suedlink und Südostpassage nicht von einer Fertigstellung vor 2025 aus.

⁵ Hierbei erhält eine Anlage nur für eine bestimmte Anzahl von Benutzungsstunden die definierte Marktprämie. Hierdurch verringert sich ohne negative Wirkung für die Sicherheit der Anlagenfinanzierung der Anreiz zur Einspeisung in Zeiten hohen Angebots bei schwacher Nachfrage. Zugleich vermindern sich standortbedingte Überrenditen für Verpächter an windstarken Standorten während Schwachwindstandorte attraktiver werden.

grenzen, zeigt die Dringlichkeit dieser Fragestellung. Aufgrund ihres mechanistischen Charakters sollte dieses Instrument jedoch wirklich nur vorübergehend zum Einsatz kommen bzw. systematisch fortentwickelt werden, etwa unter stärkerem Einbezug der Ausbauperspektiven im Verteilernetz und unter Einbeziehung von Gesichtspunkten der Sektorkopplung.

– **Impulse für Sektorkopplung**

Neben der räumlichen und der zeitlichen Perspektive von Flexibilität (Netze bzw. Speicher) ist die Sektorkopplung ein geeignetes Instrument der Integration von fluktuierendem Angebot in die Nachfrage. Abgesehen von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern und E-Heizern, die diese Sektorkopplung bereits operativ umgesetzt haben und die bereits - und nicht nur in Norddeutschland - netzentlastend wirken⁶, sind aber die regulatorischen Voraussetzungen für solche Systemkopplungen noch nicht hinreichend durchdacht und gegeben.

Klassische Methoden der Sektorkopplung sind zu- bzw. abschaltbare Lasten. Diese werden aber bedauerlicherweise auch im EEG-Entwurf nur als fortgesetzte Regulierung platziert. Die mit Einführung eines § 13 (6a) vorgesehene Änderung des EnWG zur Einbeziehung von KWK-Anlagen in die Systemintegration reduziert die in diesen Anlagen verfügbare Flexibilität auf Netzdienlichkeit. Dass KWK-Anlagen (mit Wärmespeicher und E-Heizer) bereits heute sowohl als zu- wie auch abschaltbare Lasten fungieren, wird dabei ignoriert. Auch, dass weitere Spielarten am Markt bei geeigneten Rahmenbedingungen entwickelt werden könnten. Statt einer wettbewerblichen Lösung (also einer Ausschreibung zur Bereithaltung von flexibler Leistung) wird der regulierte Weg gewählt, der Systembeitrag von KWK-Flexibilität auf die „Bewältigung von Engpassituationen“ beschränkt und in das fragwürdige Vergütungssystem des Redispatch nach § 13 a eingliedert.

Aber nicht nur die Regulierungsintensität belastet die Entwicklung eines Flexibilitätswettbewerbs. Es wirkt sich aktuell auch negativ aus, dass das Umlagensystem im Stromsektor derart komplex verwoben ist, dass systementlastende Flexibilitäten finanziell belastet sind⁷,

⁶ Die N-Ergie in Nürnberg hält beispielsweise hier 2X25 MW in ihrem Heizkraftwerk bereit.

⁷ Vgl. o. zum Thema Zwischenspeicherung und Letztverbrauch. Zu den Hemmnissen gehören auch Ungleichbehandlungen in steuerlicher Hinsicht.

nicht mehr bzw. unangemessen vergütet werden sollen wie sich dies in der Diskussion um Abschaffung der vermeintlichen Netzentgelte selbst für flexible KWK zeigt oder auch Inflexibilität belohnt wird wie in den aktuellen § 19 (2)-Regelungen definiert ist.

Dem dringend benötigten level-playing-field für Flexibilitäten und der kosteneffizienten Systemintegration ist all dies hinderlich. Das wird noch dadurch verstärkt wird, dass die Übertragungsnetze aufgrund ihres regulierten Charakters (nachvollziehbarer Weise) günstigere Refinanzierungsbedingungen als andere Flexibilitäten haben.

– **Energiewendeorientierte Anreizregulierung**

Der Regulierungsansatz für Verteilernetze ist demgegenüber höchst unangemessen. Der Zeitverzug in der Anerkennung von Investitionen hat sich als echtes Hemmnis erwiesen. Jedoch ermöglicht auch der Kabinettsentwurf zu einer novellierten Anreizregulierungsverordnung (ARegV) noch bei weitem nicht einen stärkeren Beitrag der (insbesondere regionalen) Netze, deren systemintegrierendes Potenzial unübersehbar ist. Vielmehr dominiert unverändert der rein kostensenkungsorientierte Ansatz (Verkürzung der Regulierungsperiode von 5 auf 4 Jahre, Verkürzung des Zeitraumes zum Abbau von Kosteneffizienzen von 5 auf 3 Jahre; doppelte Belastung der Kapitalkostenanerkennung). Es ist im Sinne der Senkung der Systemintegrationskosten dringend anzuraten, bei der Novellierung der ARegV die Rolle der Verteilernetze als subsidiäre Problemlösungsstrategie für die Energiewende in den Mittelpunkt zu stellen.

Das vorliegende EEG (wie im Übrigen auch das Strommarktgesetz) ist von seiner gesamten Anlage her nicht auf diese Integrationsaufgaben ausgerichtet. Gleichzeitig ist die Umsetzung der Auktionierung aus Gründen des Beihilferechts zeitkritisch. Daher sollte das Thema der Systemintegration und der Systemkosten schnellstens nachgearbeitet werden.