

Stellungnahme zum Referentenentwurf Novelle EEG 2014

bne-Stellungnahme zur Verbändeanhörung des Referentenentwurfs zur EEG-Novelle 2014

Berlin, 12. März 2014. Der den Verbänden vorgelegte Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014, Stand 4. März 2014) enthält wegweisende Änderungen des bisherigen Förderregimes, die zu einer Begrenzung der Kosten der Förderung von Erneuerbaren Anlagen führen werden. Der Übergang zur verpflichtenden Direktvermarktung im Wege des Marktprämienmodells wird die Systemintegration nachhaltig verbessern. Die Belastung von selbsterzeugtem Strom mit der EEG-Umlage löst die Fehlanreize des derzeitigen Umlagesystems jedoch nicht nachhaltig. Hier und auch bei andern Einzelregelungen muss der Gesetzentwurf noch verbessert werden.

Mit dem vorliegenden Referentenentwurf werden wesentliche Schwächen des derzeitigen Erneuerbare-Energien-Gesetzes beseitigt.

- Die **Vereinfachung der Fördertatbestände**, die **Einführung des atmenden Deckels** für weitere Energieformen und die **Einführung der Ausbaurkorridore** bei gleichzeitiger **Konzentration auf Photovoltaik- sowie Windanlagen** werden für eine dauerhafte Begrenzung der Ausbaurkosten sorgen. Darüber hinaus ist der Übergang hin zu einer **marktbasierten Preisfindung** in Form der Einführung von Auktionen für Freiflächen-PV-Anlagen vorgesehen
- Mit dem **Marktprämienmodell** als einzigem und verpflichtendem Fördermodell der Direktvermarktung wird zudem die Chance ergriffen, auch die Transformationskosten des elektrischen Energiesystems zu begrenzen und damit weitere Kosten zu vermeiden. Konsequenz ist auch die Abschaffung des Grünstromprivilegs.
- Durch die **Einführung des Anlagenregisters** für alle erneuerbaren Anlagen wird ein wichtiger Schritt getan, um den weiteren Ausbau zu begleiten und zuverlässige Informationen über die zugebaute Leistung der Anlagen zu er-

halten. Nur so wird eine Steuerung des weiteren Zubaus auf Basis verlässlicher Informationen möglich.

Insgesamt wird mit dem Referentenentwurf ein entscheidender Schritt getan, um die Förderung von Erneuerbaren Energien zukunftsfähig zu machen. Dennoch sind auch einzelne Regelungen verbesserungsfähig. Im Folgenden werden die Vorschläge des bne dargelegt.

1. Belastung Eigenstromverbrauch

Mit der Belastung von selbst erzeugtem und vor Ort verbrauchtem Strom mit einer anteiligen EEG-Umlage soll die Basis der Aufkommenspflichtigen verbreitert werden, um die Kosten für den einzelnen Letztverbraucher zu senken. Zudem soll der selbstverstärkende Anreiz zum Ausbau von insbesondere PV-Dachanlagen beschränkt werden, der durch die bisherige Praxis entsteht. Beide Ziele werden vom bne unterstützt. Dennoch lehnt der bne die Belastung des Eigenstromverbrauchs aufgrund folgender Erwägungen ab:

Die Probleme, die mit der Belastung von Eigenverbrauch adressiert werden, wurzeln in der Umlage von Kosten auf elektrischer Arbeit (Kilowattstunden) – ein Problem, das die EEG-Umlage mit anderen Umlagen (KWKG, §19 (2), Offshore-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten) sowie der Konzessionsabgabe und der Stromsteuer teilt. Diese Probleme werden durch die aktuellen Netzentgeltstrukturen weiter verschärft.

Mit der Erhebung einer anteiligen EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch würde die Anreizstruktur somit nicht systematisch bereinigt, sondern nur in Hinblick auf die EEG-Umlage abgemildert. Außerdem ist zu erwarten, dass mittelfristig auch ausschließlich eigenverbrauchsgetriebener Zubau erfolgt – ein belastender Zugriff auf solche Anlagen dürfte politisch kaum durchsetzbar und rechtlich hochproblematisch sein. Die vorgeschlagene Lösung ist daher nicht zukunftsweisend.

Der bne plädiert dafür, die Erhebung der Umlagen, Abgaben und Steuern grundsätzlich neu zu regeln und damit die Verzerrung der Anreize für die Zukunft zu beenden. Dies könnte durch leistungsbezogene Umlagen, Grundgebühren oder auch durch Steuerfinanzierung erfolgen. Eine ausführliche Diskussion für die Neufassung ist noch zu führen. Die Belastung des Eigenverbrauchs zum jetzigen Zeitpunkt einzuführen würde bessere Lösungen verhindern, da neue vertrauensschutzwürdige Tatbestände eingeführt würden.

Da die Mengen des Eigenverbrauchs noch überschaubar sind, kann eine spätere Neuregelung erfolgen, ohne die übrigen Verbraucher unangemessen zu belasten. Eine Begrenzung des selbstverstärkenden Ausbauanreizes durch die weiter steigenden EEG-Umlage sollte zunächst durch eine Absenkung des anzulegenden Wer-

tes bzw. der Einspeisevergütung für kleinere Anlagen erfolgen, da überwiegend in diesem Segment Eigenverbrauchsvorteile genutzt werden. Nicht zuletzt muss vermieden werden, dass durch Symptombekämpfung innerhalb eines fehlerhaften Systems Kollateralschäden an für die Energiewende erwünschten Entwicklungen wie dezentralen, speicherbaren Eigenverbrauchslösungen entstehen.

Sollte dennoch eine Umlage für Eigenverbrauch eingeführt werden, so muss unbedingt sichergestellt werden, dass ein Vertrauensschutz für die neue Regelung wirksam unterbunden wird, damit später noch andere, bessere Lösungen eingeführt werden können. Außerdem müssten Korrekturen im Rahmen der KWK-Förderung erfolgen, um die Nachteile für diese Anlagen auszugleichen.

Der Eigenverbrauch durch Anlagenbetreiber und die Belieferung von Kunden aus Anlagen in unmittelbarer Nähe ohne Netznutzung müssen grundsätzlich gleich behandelt werden. Die bisherige Praxis, bei Lieferungen von PV-Strom durch Dritte einen Teil der EEG-Umlage zu erheben, benachteiligt alternative Finanzierungsformen für solche Anlagen. Die Neuregelung muss dazu genutzt werden, diese Ungleichbehandlung zu beenden.

- Eine Umlage auf den Eigenstromverbrauch ist der falsche Weg, um die aufgetretenen Probleme nachhaltig zu adressieren.
- Stattdessen sollten kurzfristig die Fördersätze für kleine Anlagen deutlich abgesenkt werden, im Idealfall gäbe es nur noch einen Vergütungssatz in § 32 (2). Dies würde den Zubau günstigerer Anlagen wieder ermöglichen und Kleinanlagen bei großen Eigenverbrauchspotentialen.
- Mittelfristig müssen die verzerrenden arbeitsbasierten Umlagen, Abgaben und Steuern auf Leistungsentgelte umgestellt bzw. zugunsten anderer Finanzierungsquellen (z.B. allgemeines Steueraufkommen) umgestellt werden.
- Sollte es dennoch zu einer Belastung des Eigenstromverbrauchs kommen, muss zum einen Vermarktung durch Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe (§ 17 (3) Nr. 2 EEG 2014) dem Eigenstromverbrauch gleichgestellt werden, zum anderen müssen die KWK-Fördersätze kompensatorisch angepasst werden.

2. Verordnungsermächtigung Ökostrommodell

Mit der grundsätzlich richtigen Abschaffung des Grünstromprivilegs wird es in Zukunft keine Möglichkeit mehr geben, Grünstromprodukte mit einer direkten Anlagenherkunft (geschlossene Lieferkette) wettbewerbsfähig anzubieten (abgesehen von einem begrenzten Potential auf Basis von alten Wasserkraftanlagen). Um dem an solchen Produkten interessierten Kundensegment weiterhin Angebote machen

zu können, wäre es sinnvoll, eine Verordnungsermächtigung im Gesetz vorzusehen, mit dem solche Produkte ermöglicht werden können.

Mit dem „Kundenmarktmodell“ von CLENS liegt ein kluger Vorschlag vor, der solche Grünstromprodukte ermöglicht, ohne zugleich zu Lasten der EEG-Umlage zu gehen oder Vorteile zu Lasten anderer Marktteilnehmer zu nutzen. Um abschließend über noch offene Fragen urteilen zu können, sind letzte Untersuchungen nötig und werden gegenwärtig vorangetrieben. Das Kundenmarktmodell kann deshalb noch nicht in der EEG-Novelle verankert werden. Eine Verordnungsermächtigung sollte aber der Einführung eines Ökostrommodells den Weg ebnen.

- Mit Abschaffung des Grünstromprivilegs gibt es im Energiewendeland Deutschland kein ambitioniertes Grünstromprodukt mehr.
- Es zeichnet sich ab, dass ein solches definierbar ist.
- Im EEG muss eine Verordnungsermächtigung einem neuen Ökostrommodell den Weg ebnen.

3. Fernsteuerung und Messsysteme (§ 22b (2) EEG 2014)

Die ausnahmslose Verpflichtung zur Nutzung eines zentralen Datengateways, sobald solche Geräte verfügbar sind, kann im Einzelfall zu unbefriedigenden Ergebnissen führen. Bei einem zentralen Gateway muss die technische Aufnahme der Kommunikation über den Gatewaybetreiber erfolgen. Damit verlängert sich die Dauer des Vorgangs gegenüber einer direkten Kommunikationsaufnahme mit den anzusteuern den Geräten. Für Angebote im Regelenergiemarkt kann diese verlängerte Dauer zum Ausschluss vom Markt führen.

Ebenso wird für Regelenergieangebote eine hohe Verfügbarkeit für die Kommunikationseinrichtungen gefordert. Eine solche hohe Anforderung ist für die Gateways derzeit nicht vorgesehen. Es ist derzeit unklar, ob diese Probleme mit vertretbarem Aufwand bei der Nutzung eines zentralen Gateways gelöst werden können. In jedem Fall kann eine direkte Kommunikation, also ohne Umweg über ein zentrales Gateway und unter Einhaltung der einschlägigen Sicherheitsvorgaben vom BSI die notwendigen Bedingungen erfüllen. Der bne fordert daher, Ausnahmen von der Nutzung des zentralen Gateways vorzusehen. Das zentrale Gateway darf jedenfalls nicht dazu führen, dass sinnvolle Geschäftsmodelle verhindert werden.

- Abweichend von der Pflicht zur Nutzung eines Messsystems muss eine Öffnungsklausel erlauben, dass alternative, ebenfalls sichere (im Sinne des vom

BSI definierten Schutzniveaus) Mess- und Steuereinrichtungen verwendet werden dürfen, ohne dass Förderansprüche verloren gehen.

4. Gestaffelte Einführung der Direktvermarktungspflicht (§ 22c EEG 2014)

Die gestaffelte Einführung der Direktvermarktungspflicht weist zwar den richtigen Weg, müsste im Interesse zügiger Marktintegration aber ambitionierter ausgestaltet werden.

Zusätzlich ist eine vollautomatisierte, massengeschäftstauglich Abwicklung zu implementieren und dadurch eine vereinfachte Vermarktung kleiner Anlagen durch Direktvermarkter zu ermöglichen, damit auch die beträchtlichen Strommengen aus kleinen Anlagen nicht auch langfristig nur verwaltet, sondern perspektivisch auch bewirtschaftet werden.

Darüber hinaus darf die erhebliche Leistung aus Anlagen (gemäß Entwurf <100 kW) nicht dauerhaft in der Einspeisevergütung und der Vermarktung durch den ÜNB bleiben. Der ÜNB ist als regulierter Netzbetreiber weder der richtige Akteur für diese Aufgabe, noch weist er eine optimale Anreizstruktur auf, noch erfüllt er nach Beobachtung von Experten diese Aufgabe besonders gut.

Es sollte daher die Möglichkeit geschaffen werden, die noch in der Einspeisevergütung verbleibenden Mengen durch Dritte vermarkten zu lassen und nicht weiter über die Übertragungsnetzbetreiber. Die Fortschritte der Direktvermarkter bei der Erstellung von Einspeiseprognosen geben einen Hinweis darauf, dass Dritte auch hier einen effizienteren Umgang mit den Einspeisemengen aus Anlagen mit Einspeisevergütung erreichen können.

- Die Staffelung der Direktvermarktungspflicht in § 22c (2) sollte anstelle der vorgeschlagenen Grenzen (500 MW / 250 MW / 100 MW) ambitionierter ausgestaltet werden (250 MW / 100 MW / 50 MW)
- Im EEG 2014 muss die BNetzA ermächtigt werden, vollautomatisierte und massengeschäftstaugliche Prozesse für den Wechsel des Direktvermarkters innerhalb von drei Werktagen festzulegen.
- Das EEG 2014 muss in einer Verordnungsermächtigung die Beschreibung eines Instruments ermöglichen, dass die Vermarktung von Strom aus Anlagen, die nicht zur Direktvermarktung verpflichtet sind, wettbewerblichen Akteuren überträgt.

5. Anteilige Vermarktung (§ 17 (2) EEG 2014)

Eine anteilige Direktvermarktung mit verschiedenen Veräußerungsformen wird im Referentenentwurf ausgeschlossen. Begründet wird die Änderung mit der geringen Nutzung des Instruments. Dabei bietet die anteilige Vermarktung Vorteile, die für die Zukunft eine stärkere Nutzung erwarten lassen.

Die anteilige Direktvermarktung eröffnet die Möglichkeit, neben einer Direktvermarktung im Wege des Markprämienmodells, Teilmengen im Wege der sonstigen Direktvermarktung unmittelbar an Endkunden zu liefern. Hier kann dann dem Kunden gegenüber eine geschlossene Lieferkette von der Anlage bis zum Kunden nachgewiesen werden. Gerade für regionale Produkte ist ein solches Modell eine für Letztverbraucher interessante Variante. Dabei wird für die Mengen, die im Wege der sonstigen Direktvermarktung aufgenommen werden, keine Förderung ausgezahlt.

Solche regionalen Produkte können jedoch nur dann wirtschaftlich angeboten werden, wenn die Direktvermarkter die Anteile und damit die Mengen flexibel anpassen können. Die technischen Voraussetzungen für die Datenmeldungen sind auch bereits geschaffen. Zwar ließe sich dasselbe Ergebnis im Grundsatz auch durch den Wechsel von einzelnen Anlagen in verschiedene Veräußerungsformen erreichen. Der Aufwand für den Direktvermarkter wäre aber deutlich größer und ein regionaler Bezug wäre im Einzelfall nur mit hohem Aufwand herzustellen.

Auch eine anteilige Vermarktung durch verschiedene Direktvermarkter bietet Vorteile. Die Anlagenbetreiber könnten durch die Wahl mehrerer Direktvermarkter ihr Risiko im Falle einer Insolvenz eines Direktvermarkters reduzieren. Des Weiteren gibt es häufig eine heterogene Eigentümerstruktur bei den Anlagen, so dass unterschiedliche Präferenzen der Eigentümer bei der Auswahl des Direktvermarkters bei einem Zwang zu einem Vermarkter nicht berücksichtigt werden können. Eine zusätzliche Belastung der EEG-Umlage oder Zusatzbelastungen für das Strom-System sind nicht zu erwarten. Aus dem Referentenentwurf geht nicht eindeutig hervor, ob auch diese Variante in Zukunft nicht mehr möglich sein soll. Es besteht jedenfalls kein zwingender Grund für die Einschränkung der Direktvermarktung auf einen Anbieter.

- Anlagenbetreiber müssen den in einer Anlage erzeugten Strom anteilig durch verschiedene Direktvermarkter und in verschiedenen Veräußerungsformen veräußern dürfen.

6. Einspeisevergütung in Ausnahmefällen (§ 22d EEG 2014)

Die Auffangregelung ist ein sinnvolles Instrument, um Risiken der Anlagenbetreiber und damit Investitionskosten mit geringem Aufwand zu senken. Die Parametrisierung (Vergütung i.H.v. 80% des anzulegenden Wertes) scheint gleichzeitig geeignet, das Instrument zu einer reinen Auffangregelung werden zu lassen, die nur in Anspruch genommen wird, bis ein neuer Direktvermarkter gefunden werden kann. Wichtig ist, dass dieser Prozess standardisiert, massengeschäftstauglich und schnell abgewickelt werden kann, damit keine Hindernisse eine zügige Rückkehr in die Direktvermarktung behindern.

Der bne unterstützt die vorgeschlagene Ausfallvergütung. Allerdings muss ein standardisierter, massengeschäftstauglicher und schneller Wechselprozess (max. 3 Werktage von der Anmeldung des neuen Direktvermarkters bis zur Zuordnung in seinen Bilanzkreis) vorgegeben werden, um den Charakter der Ausfallvergütung als Notfallinstrument zu gewährleisten.

- Im EEG 2014 muss die BNetzA ermächtigt werden, vollautomatisierte und massengeschäftstaugliche Prozesse für den Wechsel des Direktvermarkters innerhalb von drei Werktagen festzulegen.

7. Wegfall des Grünstromprivilegs - Übergangsregelung (Aufhebung § 39 EEG 2012, Übergangsvorschrift § 68 (2) EEG 2014)

Grundsätzlich ist die Abschaffung des Grünstromprivilegs und die Fokussierung der Förderung von erneuerbaren Energien auf das Marktprämienmodell richtig und wird die Kosten der Förderung senken. Allerdings ist das Instrument des Grünstromprivilegs auf ein vollständiges Kalenderjahr ausgelegt. Die unterjährige Abschaffung eines kalenderjährlich umzusetzenden Instruments ist außerordentlich problematisch.

Zum einen, weil sie in die ganzjährigen Lieferverpflichtungen gegenüber Kunden eingreift, die nicht ohne weiteres aufgelöst werden können und somit zu wirtschaftlichem Schaden für die Lieferanten führen, die das Instrument nutzen. Zum anderen ist die Erfüllung der Voraussetzungen des Grünstromprivilegs gemäß Übergangsregelung § 68 Abs. 2 bis Ende Juli aufgrund saisonaler Effekte schwierig. So kann mit der vorgeschlagenen Übergangsregelung zum Beispiel nicht das windreiche letzte Quartal genutzt werden. Damit ist in vielen Fällen aber die dem Produkt zugrundeliegende Kalkulation nicht mehr haltbar und es droht wiederum ein wirtschaftlicher Schaden für die Lieferanten.

Zur Gewährleistung des Vertrauensschutzes muss die Übergangsregelung für das Grünstromprivileg die reguläre Beendigung des Grünstromprivilegs zum 31.12.2014 vorsehen.

8. Einführung eines Auktionsmodells (§ 33 EEG 2014, Verordnungsermächtigung in § 64 EEG 2014)

Der Übergang vom atmenden Deckel zu einer Marktlösung zur Bestimmung der Förderhöhe wird mögliche Überförderungen weiter beschränken und damit zu einer weiteren Kostendämpfung bei der Förderung sorgen. Die konkrete Ausgestaltung eines Auktionsmodells ist nicht trivial, es müssen noch viele Details ausgearbeitet werden, um bei einer solchen Auktion gute Ergebnisse zu erzielen. Der bne unterstützt deshalb die spätere Einführung der Auktionen und fordert ein ergebnisoffen gestaltetes und gut vorbereitetes Pilotprojekt für die Ausschreibung von Freiflächen-PV. Der bne wird sich gerne in die Vorbereitungen eines solchen Modells einbringen.

9. Möglicherweise negative Marktprämie (Begründung zu Anlage 4 des EEG 2014 (S. 211, Referentenentwurf))

Der bne begrüßt, dass zumindest in der Begründung des Referentenentwurfs eine alte bne-Forderung auftaucht: Sollte der Marktpreis EEG-geförderter Anlagen den anzulegenden Wert übersteigen, muss die Differenz (als negative Marktprämie) zurück auf das EEG-Konto und damit an die Stromkunden fließen.

Dies würde die Investitionsentscheidungen für EE-Anlagen nicht negativ beeinflussen, da Investoren mit dem anzulegenden Wert kalkulieren. Es würde lediglich dafür sorgen, dass im dem Fall, in dem geförderte Anlagen sich später unter Marktbedingungen als profitabel erweisen, ein Teil der Förderung von dem Anlagenbetreiber an die Stromkunden zurückfließt.

- Es ist richtig, die Kunden nicht nur an den Risiken, sondern über eine negative Marktprämie auch an den Chancen zu beteiligen und damit letztlich für eine Entlastung der Stromkunden zu sorgen. Das Wirtschaftsministerium muss einen hierfür tauglichen Rechtsrahmen erarbeiten und bereits jetzt eine entsprechende Verordnungsermächtigung aufnehmen.

Der Bundesverband Neuer Energieanbieter

Der bne ist die schlagkräftige Interessenvertretung für netzunabhängige Energieversorger in Deutschland. Im Unterschied zu Anbietern mit verbundenem Netz sind bne-Mitglieder frei von Monopolinteressen: Sie kämpfen für Vielfalt, Effizienz und Fairness im Energiemarkt. 2012 haben bne-Mitgliedsunternehmen über sieben Millionen Kunden zuverlässig mit Strom, Gas oder energienahen Dienstleistungen beliefert.