



Protokoll der 7. Sitzung der AG 3 „Weiterentwicklung der EE-Förderung“ der Plattform Strommarkt am 16. September 2015 im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Top 1: Aktuelles

Herr Dr. Wustlich (BMWi) begrüßte die Teilnehmenden und wies einleitend auf die laufenden Konsultationen zum Strommarktgesetz (bis zum 29. September) und zum Eckpunktepapier „Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen“ (bis zum 1. Oktober) hin.

Top 2: Verwirklichung der deutschen Erneuerbare-Energien-Ziele 2020 oder Trendeinschätzung zur Erreichbarkeit der deutschen Erneuerbare-Energie-Ziele

Herr Pieprzyk (BEE) und Herr Rüther (BMWi) stellten einleitend verschiedene Prognosen zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland vor (Präsentationen beigelegt).

Nach den Präsentationen fasste Herr Dr. Wustlich zusammen, dass die Zielübererfüllung im Bereich Strom von allen Studien vorhergesagt werde, wohingegen das BMWi im Wärmebereich optimistischer sei als die vom BEE vorgestellte Studie von Herrn Dr. Nitsch. Im Verkehr sei die Zielerreichung derzeit unsicher.

In der anschließenden Diskussion wurden zunächst Rückfragen nach den zugrunde liegenden Annahmen der vorgestellten Studien gestellt. Anschließend erörterten die Teilnehmer die Auswirkungen einer möglichen Untererfüllung der Ziele für Verkehr und Wärme auf das Ziel für den Strombereich.

Auf Nachfrage erläuterte Herr Rüther, dass in den vorstellten Prognosen die im EEG 2014 festgeschriebenen Ausbaukorridore für die einzelnen Technologien hinterlegt seien. Er verwies zudem auf die vollständigen Veröffentlichungen der Energiereferenzprognose und des Projektionsbericht 2015. Zwei Teilnehmer merkten an, dass bei der PV der von der Regierung anvisierte Ausbaukorridor derzeit unterschritten werde und bei der Biomasse die zukünftig geplanten Ausschreibungsmengen berücksichtigt werden müssten.

Verschiedene Teilnehmer wiesen auf Unsicherheiten hinsichtlich der Zielerreichung bei Wärme und Verkehr hin und erkundigten sich, ob als Kompensation für die befürchtete Untererfüllung eine Anhebung des Ziels für den Strombereich angedacht sei, um die Erreichung des Gesamtziels sicherzustellen. Herr Dr. Wustlich stellte klar, dass eine erneute Debatte über den im Koalitionsvertrag festgelegten Ausbaupfad bis 2035 aus Sicht des BMWi nicht sinnvoll sei, um die Planungssicherheit zu erhalten. Die Frage der Zielerreichung in den Bereichen Wärme und Verkehr

sollten zudem in anderen Gremien vertieft werden. Ein Teilnehmer bat darum, die Erreichung des Gesamtziels in einem geeigneten Gremium erneut aufzugreifen.

TOP 3: Eckpunkte Ausschreibung

Frau Schumacher, Frau Viertl und Herr Hölzl (alle BMWi) stellten die Eckpunkte für die Umstellung auf Ausschreibungen vor (siehe beigefügte Präsentation).

Einleitend wies Frau Schumacher darauf hin, dass nach Auswertungen aller Stellungnahmen zu den Eckpunkten eine Plenumsitzung der Plattform geplant sei. Sie bedankte sich für den konstruktiven Dialog in den Arbeitsgruppen während der Ausarbeitung der Eckpunkte. Die anschließende Diskussion erfolgte nach Technologiesparten.

Wind an Land

Zum Bereich Windenergie an Land wurden u.a. die Preisregel „pay-as-bid“, die De-Minimis Schwelle, die Übergangsregelungen, die Ausschreibungsvolumina und das Referenzertragsmodell diskutiert.

Zwei Teilnehmer äußerten sich skeptisch über die Wahl der Preisregel „pay-as-bid“ und sprachen sich stattdessen für „Uniform-pricing“ aus, um den Verwaltungsaufwand für die Netzbetreiber in Grenzen zu halten und die Offenbarung wahrer Preise anzureizen. Frau Schumacher erläuterte, dass das Pay-as-bid-Verfahren gewählt worden sei, weil das Verfahren bei Unsicherheit über das vorhandene Wettbewerbsniveau als robuster gelte. Hinweise über die Höhe der dadurch zusätzlich zu erwartenden Verwaltungskosten nehme BMWi gern entgegen.

Mit Blick auf die auch für Windenergie geltende De-Minimis Schwelle von 1 MW äußerten zwei Teilnehmer die Befürchtung, dass dadurch ein Anreiz für den Bau kleiner Windenergieanlagen gesetzt werden könnte. Herr Dr. Wustlich verwies in diesem Zusammenhang auf die Anlagenzusammenfassung, die eine Aufspaltung in viele kleine Anlagen verhindert. Eine Teilnehmerin setzte sich für die vollständige Anwendung der von der EU-Kommission vorgesehenen Ausnahmemöglichkeiten ein (6 MW bzw. 6 Anlagen) und mahnte alternativ andere Ausnahmeregelungen für Bürgerenergieanlagen an, z.B. KfW-Bürgschaften für Anfangsinvestitionen. Das BMWi verwies darauf, dass Maßnahmen zur Erhaltung der Akteursvielfalt weiter diskutiert würden. Die Auswirkungen des Umstiegs auf Ausschreibungen sollten zudem nach spätestens zwei bis drei Jahren evaluiert werden, um ggf. Nachjustierungen vorzunehmen.

Die vorgeschlagene Neufassung des Referenzertragsmodells wurde kontrovers diskutiert. Einige Teilnehmer begrüßten den Vorschlag, während andere vor zu hohen Kosten warnten. Frau Dr. Freier (BMWi) stellte klar, dass die Reform des Modells aus Sicht des BMWi dringend notwendig sei, da für die Erreichung des ambitionierten Ausbaupfads auch die windschwächeren Standorte mobilisiert werden müssten. Das Ziel des vorgeschlagenen Modells sei daher die Angleichung der Renditen, nicht mehr – wie bisher – die Ermöglichung höherer Renditen an besseren Standorten. Sie wies darauf hin, dass das Gutachten des IE Leipzig, auf dem der Vorschlag beruht, veröffentlicht sei und bat darum, sich in Kommentaren darauf zu beziehen. Mit Blick auf die befürchtete Kostensteigerung erwiderte Frau Dr. Freier, dass sich diese Sorge im Ausschreibungssystem weniger stark stelle. Für den Wettbewerb könne eine größere Anzahl geeigneter Standorte sogar förderlich sein. Ein

Teilnehmer warnte, dass bei einer flachen Ausgestaltung der Kurve hohe wirtschaftliche Anreize entstehen könnten, Anlagen gedrosselt zu fahren, um länger in den Genuss der Anfangsvergütung zu kommen. Das müsste durch Pönale verhindert werden.

Mehrere Teilnehmer erkundigten sich danach, welche Ausschreibungsvolumina (netto und brutto) vorgesehen seien. Frau Dr. Freier erläuterte, dass für das BMWi die Einhaltung des Ausbaukorridors sowie ein regelmäßiges Auftragsvolumen für Anlagenbauer die wichtigsten Ziele seien. Die Ableitung geeigneter Ausschreibungsmengen gestalte sich schwierig, da Zeitpunkt und Umfang des Rückbaus nur schwer abgeschätzt werden können. Sie kündigte jedoch an, dass es in dieser Frage eine Festlegung des Gesetzgebers geben werde.

Als Antwort auf die kritische Anmerkung einer Teilnehmerin, dass die vorgesehene Realisierungsfrist v.a. mit Blick auf mögliche Klagen zu knapp bemessen sei, stellte das BMWi klar, dass eine Fristverlängerung die Evaluierung des Systems und die Kontrolle der tatsächlich erreichten Ausbaumengen zu stark erschweren würde. Auf Nachfrage stellte Frau Schumacher zudem klar, dass die BImSch-Genehmigung nicht rechtskräftig sein müsse.

Wind auf See

Hinsichtlich der Umstellung auf Ausschreibung bei Wind auf See diskutierte die AG insbesondere die vorgesehene Übergangsregelung und die Rolle der Netzplanung.

Hinsichtlich der Regelung für den Überhang an Projekten mit erbrachten Vorleistungen sprachen sich mehrere Teilnehmer für eine behutsame Vorgehensweise aus, um eine bruchfreie Entwicklung der Offshore-Energie und eine gleichmäßige Auslastung der Hersteller sicherzustellen. Es wurde vorgeschlagen, die Auktionierung der Überhangmenge in mehreren kleinen Schritten vorzunehmen und dabei auch die verschiedenen Inbetriebnahmejahre zu berücksichtigen. Frau Dr. Freier verwies auf den anstehenden Workshop zu Offshore, bei dem die einzelnen Cluster durchgegangen werden sollen, um die Überhangmengen nach 2020 abzuschätzen. Die Planung der Einmalauktion werde im BMWi mit viel Sorgfalt erfolgen. Ziel sei es, ein gewisses Maß an Wettbewerb sicherzustellen und eine Mengentrückführung auf Grund der Überbuchung der Netzanschlusskapazitäten zu erreichen, ohne massive Kostensteigerungen zu verursachen.

Mit Blick auf das Ausschreibungsdesign verteidigte Frau Dr. Freier das zentrale Entwickler Modell, da es Marktkonzentration verhindern könne und eine bessere Abstimmung zwischen Netz- und Anlagenplanung durch den ONEP ermögliche.

Solarenergie

Themen der Diskussion für den Bereich Solarenergie waren u.a. die De-Minimis Schwelle, Optionen für die Belegung des PV-Marktes, die Höhe der Ausschreibungsvolumina und die Direktvermarktung.

Die vorgeschlagene De-Minimis Schwelle von 1 MW wurde von den Teilnehmern kontrovers kommentiert. Während einige Teilnehmer die Schwelle begrüßten oder sogar die Abschaffung der Schwelle anmahnten, sahen andere diese kritisch und setzten sich für ein vereinfachtes Ausschreibungsverfahren für kleinere Solaranlagen und eine deutliche geringere De-Minimis Schwelle, z.B. von 10 kW, ein. In ihrer Antwort erläuterte Frau Viertel (BmWi), dass aufgrund der Vielzahl an Anlagen das Verfahren für Freiflächen- und Windenergieanlagen nicht ohne größeren

Vorlauf und den Aufbau zusätzlicher Kapazitäten bei der BNetzA auf kleine PV-Anlagen übertragen werden könne. Frau Schumacher ergänzte, dass der Umgang mit dem Eigenverbrauch und die Akteursvielfalt weitere Hindernisse seien. Sie bat alle, die sich für eine geringere De-Minimis Schwelle einsetzen, praktikable Lösungen für diese Problemkreise vorzuschlagen.

Zwei Teilnehmer erinnerten an die Unterschreitung des Korridors für den Solarausbau in den Jahren 2014 und 2015 und mahnten Optionen zur Marktbelebung an – zusätzlich zu den geplanten Ausschreibungen. Das BMWi stellte klar, dass eine Diskussion über Optionen zur Marktbelebung im Rahmen des Ausschreibungsgesetzes nicht geplant sei und verwies darauf, dass sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor insgesamt weiter im Ausbaukorridor befinde.

Hinsichtlich der Auktionsvolumina regte ein Teilnehmer als Absicherung gegen geringe Realisierungsraten eine Ausschreibungsmenge oberhalb des anvisierten Korridors an. Ein Teilnehmer bezweifelte, ob bei Dachanlagen über 1 MW noch großes Ausbaupotenzial vorhanden sei. Frau Viertl erwiderte, dass das BMWi zur Frage der Ausschreibungsmengen für Rückmeldungen aus der Branche dankbar sei.

Zwei Teilnehmer kritisierten, dass der Erhalt der Akteursvielfalt zu wenig berücksichtigt werde, insbesondere auch bei den Freiflächenanlagen. Zudem sollte für den Fall einer Absenkung der De-Minimis Schwelle etwa während der parlamentarischen Beratungen eine Regelung zum Schutz der Akteursvielfalt vorbereitet werden.

Eine Teilnehmerin erkundigte sich, ob eine Absenkung der Direktvermarktungsschwelle vorgesehen sei. Frau Schumacher erläuterte, dass eine Evaluierung des BMWi ergeben habe, dass der Nutzen einer weiteren Absenkung nicht im Verhältnis zum Aufwand stehe. Zudem würde der Direktvermarktungszwang das Segment kleiner PV-Anlagen betreffen, die derzeit nicht weiter belastet werden sollen.

Wasserkraft und Bioenergie

Mit Blick auf die Wasserkraft erkundigte sich eine Teilnehmerin, ob nicht auch Mengen für die Modernisierung und Erweiterung ausgeschrieben werden könnten, da ein Potenzial von bis zu 1.000 MW bestehe. Herr Hölzl (BMWi) erläuterte, dass das BMWi ein deutlich geringeres Potenzial sehe, da viele Anlagen schon gut ausgebaut und modernisiert und die Zubaumengen überschaubar seien. Frau Schumacher ergänzte, dass bei den größeren für die Ausschreibung relevanten Anlagen zudem alle Standorte grundsätzlich erhaltenswert seien und daher in einer Ausschreibung kein großer Wettbewerb zu erwarten sei.

Mehrere Teilnehmer forderten, die Bioenergie in die Ausschreibungen miteinzubeziehen, um das jährliche 100-MW Ausbauziel zu erreichen und den Erhalt der Bestandsanlagen abzusichern. Frau Dr. Freier erklärte, dass ein Untersuchungsvorhaben zur Einführung von Ausschreibungen für Neu- und Bestandsanlagen geplant sei, dass auch das Flexibilisierungspotenzial der Anlagen betrachtet werde. Sie stellte klar, dass die zu erwartenden Kosten – auch im Vergleich zu Wind und PV – ausschlaggebend für das weitere Vorgehen seien.

TOP 4: Strommarktgesetz und erneuerbare Energien

Zunächst stellte Herr Dr. Wustlich die Regelungsvorschläge des Entwurfs zum Strommarktgesetz, die erneuerbare Energien betreffen, vor.

1. Marktstammdatenregister: Der Entwurf sieht die Schaffung eines einheitlichen Marktstammdatenregisters für alle Erzeugungsanlagen durch die Bundesnetzagentur vor. Das bestehende EEG-Anlagenregister wird in das neue Register überführt.
2. Spitzenkappung: Bei der Netzausbauplanung können Netzbetreiber künftig eine Spitzenkappung bei Erneuerbaren-Energien-Anlagen von 3 % zugrunde legen. Die Regelungen zum Einspeisemanagement sollen dabei unverändert fortbestehen, einschließlich der Entschädigungs- und der Härtefallregelungen.
3. Negative Preise (Paragraph 24 EEG 2014): Es ist ein zweistufiges Vorgehen vorgesehen. Im ersten Schritt soll eine redaktionelle Klarstellung erfolgen, dass negative Preise 6 Stunden lang am Day-ahead und Intraday-Markt gleichlaufend auftreten müssen, um den Anwendungsfall auszulösen. Dadurch soll das Finanzierungsrisiko gesenkt werden. Eine grundsätzliche Neubewertung der Regelung soll später erfolgen, wenn einschlägige Forschungsergebnisse zur Wirksamkeit vorliegen.
4. Direktvermarktung: Es soll klargestellt werden, dass die viertelstundenscharfe Messung Voraussetzung für die Direktvermarktung ist.
5. Vermiedene Netzentgelte: Ab 2021 soll es für Neuanlagen keine Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte mehr geben. Dies betrifft einerseits EE-Anlagen, die keine Förderung nach dem EEG erhalten, und andererseits andere dezentrale Anlagen wie KWK-Anlagen, da die vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen derzeit nicht ausgezahlt werden, sondern die EEG-Umlage senken.
6. Grundversorgung: Haushalte und Unternehmen mit Eigenverbrauchsanlagen sollen zukünftig in der Grundversorgung anders behandelt werden können als Haushalte ohne Eigenverbrauchsanlagen.
7. EEG und Stromsteuergesetz: Die Regelungen im EEG und im Stromsteuergesetz werden angepasst, um einen Gleichlauf der Regelungen zu erreichen.

In der anschließenden Diskussion äußerten sich mehrere Teilnehmer positiv zur geplanten Neuregelung der Spitzenkappung. Ein Teilnehmer mahnte jedoch an, die Informationsbereitstellung zu geplanten und durchgeführten Einspeisemanagementmaßnahmen zu verbessern, da dies gerade auch für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energien wichtig sei. Zu diesem Punkt stellte Frau Schumacher klar, dass systemerforderliche Anlagen, z.B. solche, die Regelleistung bereitstellen, vom Einspeisemanagement ausgeschlossen seien. Herr Stratmann (BNetzA) bestätigte, dass die BNetzA plane, den Leitfadensystem zum Einspeisemanagement zu überarbeiten und hierzu auch die Branche konsultieren werde.

Eine Teilnehmerin fragte, ob zusätzlich eine Regelung vorgesehen sei, die verhindern könne, dass Anlagen im Netzengpassgebiet gebaut werden und dann regelmäßig stillstehen. Frau Schumacher erwiderte, dass eine solche Regelung bisher nicht geplant sei. Zu berücksichtigen sei hierbei, dass der Großteil der Netzengpässe im Verteilnetz besteht und dort auch relativ schnell behoben werden kann.

Hinsichtlich der Regelung zu negativen Preisen erkundigte sich eine Teilnehmerin, ob die Neufassung nicht dazu führen könnte, dass Direktvermarkter die Regelung durch Verschiebung der Mengen zwischen den Märkten unterlaufen. Frau Schumacher erläuterte, dass es bisher keine Anzeichen gäbe, dass die durchaus erwünschte Optimierung zwischen den beiden Märkten deren Funktionsfähigkeit beeinträchtigt. Ein Teilnehmer stellte die Option einer Entschädigungsregelung bei Anwendung des Paragraph 24 als Option in den Raum.

Herr Stratmann (BNetzA) erläuterte kurz die Einführung des Marktstammdatenregisters. Er wies darauf hin, dass in dem geplanten Onlineregister alle Marktakteure für die Qualität der Daten selbst verantwortlich seien. Das gelte auch für alle Bestandsanlagen. Alle Anlagenbetreiber seien künftig verpflichtet, sich im Register anzumelden und die dort hinterlegten Daten zu pflegen. Herr Stratmann bat um die Mitwirkung aller Anlagenbetreiber.

TOP 6: Ausblick und nächste Sitzungen

Die nächste Sitzung der AG 3 ist für die letzte Oktoberwoche oder die erste Novemberwoche geplant. Als Themen kündigte das BMWi an: Vertiefung des Themas Strommarktgesetz, Rückmeldung zum Grünstrommarkt und regionale Steuerung. BMWi versprach außerdem zu prüfen, ob und wann das Thema Öffnung des EEG für Anlagenbetreiber im Ausland aufgegriffen werden könne.