



Protokoll der 13. Sitzung der AG 3 „Weiterentwicklung der EE-Förderung“ der Plattform Strommarkt am 12. Juli 2017

Einleitung

Frau Schumacher begrüßte die Teilnehmer und dankte für die Zusammenarbeit. Sie führte zu folgenden Punkten aus:

Der Gesetzgebungsprozess zum **Mieterstromgesetz** ist abgeschlossen, die Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt ist für Anfang August geplant. Parallel wird eine konsolidierte Fassung des EEG erarbeitet. Inhaltlich ging es im parlamentarischen Verfahren noch um folgende Punkte:

1. Mieterstrom:

- Der räumliche Anwendungsbereich für Mieterstrom wurde großzügiger gefasst. Es wird jetzt auf den „Verbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude“ abgestellt. Dies lehnt sich an die bestehende Regelung zur Eigenversorgung an. Nach dieser Definition würde z.B. ein benachbartes Gebäude dazuzählen. Nicht mehr erfasst wäre ein Gebäude, wenn es durch eine Straße oder ähnliches getrennt wäre. Der Eigenversorgungsleitfaden der BNetzA kann angewendet werden.
- Ein weiterer Punkt war die Stromkennzeichnung. Es wird auf Herkunftsnachweise verzichtet.
- Da die Evaluierung des EEG 2017 schon im nächsten Jahr erfolgt und bis zu diesem Zeitpunkt über Mieterstrom noch keine belastbaren Daten vorliegen werden, wurde eine Zwischenevaluierung im September 2019 nur für Mieterstrom vorgesehen.

2. Klarstellung in anderen Bereichen:

- Aufgrund der BGH-Entscheidung, dass PV-Freiflächenanlagen keine Vergütung erhalten, wenn der B-Plan erst nach der Inbetriebnahme beschlossen wurde, wurden die Regelungen im EEG angepasst. Mit Inkrafttreten des Mieterstromgesetzes haben die betroffenen Anlagen wieder einen Vergütungsanspruch. Es besteht eine Rückforderungsmöglichkeit der Netzbetreiber. Rückwirkend gilt aber die normale Verjährungsfrist von 2 Jahren.
- Ein weiterer Punkt betrifft die Anlagenzusammenfassung für Freiflächenanlagen unter 750 kW: Es wurden eine Reihe von Projekten unter 750 kW realisiert, die in großer Nähe errichtet wurden. Dadurch ist der Eindruck entstanden, dass die Anlagenzusammenfassung umgangen wird. Es ist jetzt vorgesehen, dass für diese Anlagen die Anlagenzusammenfassung wie in der Ausschreibung gilt. Es gilt eine Übergangsfrist bis Mitte nächsten Jahres.

Mantelverordnung KWK und VO für gemeinsame Ausschreibungen Wind + PV: bei der gemeinsamen Ausschreibung gab es im parlamentarischen Verfahren noch kleinere redaktionelle Klarstellungen, inhaltlich hat sich nichts geändert. Änderungen an der KWK-AusschreibungsVO: Innovationspilot wurde als zu ambitioniert und kompliziert erachtet. Er ist jetzt einfacher und zugänglicher gestaltet worden. Die Pönale für das übrige Ausschreibungssegment wurde abgesenkt. Das Kabinett wird die VO noch mal beschließen. Danach kann die Bütte ausgefertigt und bis ca. Mitte August veröffentlicht werden.

Grenzüberschreitenden Ausschreibungen: VO wurde durch das Kabinett beschlossen. Es gab keine Änderungen. Die Veröffentlichung erfolgt zeitnah.

NEMOG: Vermiedene Netzentgelte werden abgeschmolzen bzw. abgeschafft. Netzentgelt werden für regelbare EE ab 2023, für Bestandsanlagen eingefroren. Bei Wind und PV erfolgt eine Abschmelzung von 2018 bis 2020. Die Übertragungsnetzentgelte werden vereinheitlicht.

2) Bericht aus der UAG Bürgerenergie (vorgezogen)

Bei der ersten Ausschreibungsrunde Windenergie an Land wurden rund 90% Bürgerenergieprojekte bezuschlagt. Es wird befürchtet, dass die Regelung ausgenutzt wird, um sich die verlängerte, 4-jährige Realisierungszeit zu sichern. Die Zuschläge werden von der BNetzA geprüft. Dies ist noch nicht abgeschlossen, die Ergebnisse werden Mitte August vorliegen. Das UBA hat ein Vorhaben zur Evaluierung Bürgerenergie vergeben. Eine Ad-hoc-Auswertung hat gezeigt, dass bestimmte Gesellschaftskonstruktionen gewählt wurden, an denen kleine und große Entwickler sowie Bürger vor Ort beteiligt sind. Es sind letztlich relativ wenige Bürger vor Ort beteiligt. Die Projekte haben zwar eine lokale Verankerung, aber es ist nicht die Akteursvielfalt, die man sich vorgestellt hat.

In den ersten beiden Ausschreibungsrunden des nächsten Jahres soll daher eine der beiden Privilegierungen der Bürgerenergieprojekte ausgesetzt werden. Das Uniform Pricing bleibt bestehen. Eine BImSchG-Genehmigung ist dann aber Voraussetzung für die Gebote. Danach wird man entscheiden, wie man weitermacht.

Ein Teilnehmer teilt mit, dass die ihm bekannten Projekte mit Zuschlägen aus dieser Runde bisher keine Netzanschlussbegehren gestellt haben. Dies bedeutet, dass die Projekte noch in einem sehr frühen Stadium sind.

Ein Teilnehmer schlägt vor, die Beratung für die Projekte zu stärken und nicht realisierte Mengen nachzuholen. Es wird ein Risikofonds vorgeschlagen, um die Entwicklung der Bürgerenergieprojekte zu unterstützen (Beispiel SH: im Koalitionsvertrag).

Ein Teilnehmer merkt an, dass die Windindustrie einen Nachfrageeinbruch befürchtet, wenn sich diese Entwicklung fortsetzt und Projekte in der Ausschreibung erst nach 4 Jahren realisiert werden. Es wird angeregt, dass BMWi ein klares Signal dazu geben sollte.

Ein Teilnehmer kritisiert die regionale Verteilung, es gab keine Zuschläge in Süd- und Mitteldeutschland.

Die Voraussetzung der BImSchG-Genehmigung wird allgemein begrüßt.

Frau Schumacher und Frau Freier erwidern darauf, dass die Punkte mitgenommen werden. Zunächst sollen aber die nächsten Runden und die Analyse der BNetzA abgewartet werden. Es war sicher nicht beabsichtigt, die Ausnahme zur Regel zu machen. Die aktuelle EEG-Änderung mit der Einführung der BImSchG-Genehmigung ist als Sofortmaßnahme und Signal zu verstehen. In den nächsten Monaten ist keine Gesetzesänderung möglich. Jetzt ist daher Zeit, sich über weitere Maßnahmen Gedanken zu machen, z.B. über die schwierige Definition der Bürgerenergie. Im EEG-Erfahrungsbericht wird das Problem thematisiert werden. Ein Fonds kann eine Option sein, ist aber eher ein schwieriges Instrument. Die regionale Verteilung der Zuschläge ist ein sehr wichtiges Thema, das intensiv diskutiert werden wird. Bei der Verteilung muss man auch ansehen, wieviel Gebote aus welcher Region kamen (siehe Tabelle), dies relativiert die Zahlen etwas. Das Referenzertragsmodell und das Modell der differenzierten Höchstwerte werden intensiv evaluiert werden.

3) Überblick und Diskussion zu Ausschreibungsergebnissen PV, Wind an Land und offshore

BMWi zeigte die Ergebnisse der im Rahmen des EEG 2017 durchgeführten Ausschreibungen (siehe Folien). In der anschließenden Diskussion wurden folgende Punkte angesprochen.

Diskussion zu PV:

Ein Teilnehmer fragte, ob die späte Realisierung aufgrund der niedrigen Modulpreise oder eher aufgrund von Genehmigungsproblemen erfolgt ist.

Ein Teilnehmer merkte an, dass Projekte bis 750 kW und in der Ausschreibung benachbart gebaut würden und dass dies nach EEG 2017 zulässig wäre.

Frau Viertl antwortete, dass es derzeit keine Informationen aus der Evaluation zu den Gründen für die späte Realisierung gibt. Es ist anzunehmen, dass beide Gründe eine Rolle gespielt haben, da in der ersten Runde der FFAV Projekte bezuschlagt wurden, die vermutlich nicht an dem Standort realisiert werden konnten. Zum einen mussten so vermutlich Projekte neu entwickelt werden, zum anderen war der Preisverfall im letzten Jahr sicher auch ein Argument für die späte Realisierung.

Diskussion Wind an Land:

Ein Teilnehmer regte an, noch mal weitere Runden abzuwarten. Die Verteilung könne über die Justierung des Referenzertragsmodells gesteuert werden. Weitere Diskussionen zum Referenzertragsmodell werden notwendig.

Frau Freier erwiderte, dass dies ein sehr wichtiges Thema sei, der Dialog soll fortgesetzt werden. Weiterhin soll das Experiment bei den gemeinsamen Ausschreibungen abgewartet werden. Die Bundesländer sind in Bezug auf die Flächenverfügbarkeit gefragt.

Diskussion Wind auf See:

Ein Teilnehmer kommentiert, dass die 0 Cent-Gebote in der Branche überraschend waren. Erwartet wurde aus den Ausschreibungen aus DK und NL ein Trend der Gebote nach unten. Der Grund wird in der späten Realisierung ab 2023 gesehen. Dazu komme die besondere Situation im Übergangmodell für Projekte mit Genehmigungen, die einen hohen Druck zur Realisierung haben. Außerdem wird mit Anlagen geplant, die noch gar nicht auf dem Markt sind. Dabei geht es um 10+x MW-Anlagen. Es ist anzunehmen, dass die Kostendegression sich dadurch fortsetzt. Vorteilhaft ist auch die bisherige Ausbaupipeline: 6,5 + 2,5 GW bereits zugelassen. Daher rühre wohl das Vertrauen, dass die Kosten weiter nach unten gehen werden. Es besteht aber die Sorge, dass die Ausbauperspektive nach 2020 nicht gut ist. Das Aufbauvolumen könne dann sowohl auf dem deutschen als auch europäischen Markt zu gering sein. Dazu wurde eine gemeinsame Erklärung der Hersteller auf der letzten Windenergiekonferenz unterzeichnet. Es wird angeregt, die Ziele bis 2030 und danach deutlich anzuheben.

Ein Teilnehmer merkte an, dass die offshore-Kapazitäten das Problem der Nord-Süd-Durchleitung verschärfe.

4) Diskussion und Fragen zu EE im EU-Winterpaket

Herr Lorentz erläutert das EU-Winterpaket, soweit es EE betrifft. Es soll ein Follow-up Ende August in einer gemeinsamen Sitzung der AG 3 und 4 geben.

Zentrales Thema sind die **gemeinsamen Grundlagen für einen Förderrahmen** („Common Rulebook“): Kernfokus aus DE-Sicht: Zulässigkeit von technologiespezifischen Ausschreibungen erhalten. Jetziger Entwurf sieht vor, dass nur eine marktbasierende (z.B. Ausschreibungen) + „market responsive“ (Direktvermarktung/Marktprämie) Förderung zulässig ist. Bisher sind keine Ausnahmen vorgesehen. DE setzt sich dafür ein, dass Ausnahmen explizit aufgenommen werden. Die gleitende Marktprämie soll zulässig bleiben. Gemeinsam mit Frankreich und Italien wurden dazu Textvorschläge erarbeitet, wird auch unterstützt von Finnland, Belgien und Österreich. Es gibt keine Mitgliedsstaaten (MS), die sich dagegen aussprechen. Nordische Staaten sind aber zurückhaltender. Parlament signalisiert auch eher Unterstützung. Die eigentliche Konfliktlinie liegt zwischen Rat und Kom (GD Wettbewerb, Rechtsdienst): Gesetzgebungskompetenz kontra Beihilfe.

Verpflichtende Öffnung, Mindestöffnung: große Mehrheit der MS skeptisch. DE und Luxemburg unterstützen die Regelung mit den Bedingungen der expliziten „Freiwilligkeit im Übrigen“ sowie der Möglichkeit für MS Gegenseitigkeit und physischen Import zu verlangen. Die Regelung bietet Rechtssicherheit gegen weitergehende Forderungen, die sonst zu befürchten wären. Im Rat herrscht hierzu eher große Skepsis. Viele MS präferieren eher eine freiwillige Regelung. Parlament: spanischer Berichterstatter unterstützt den Kom-Vorschlag, und sieht sogar eine Anhebung der Quoten vor. Andere sehen die Öffnung ebenfalls insgesamt skeptisch.

Diskussion: Wäre es dann nicht notwendig, die regulatorischen Rahmenbedingungen sehr weitgehend zu vereinheitlichen? Herr Lorentz antwortete, dass eine Harmonisierung nicht angestrebt wird und auch nicht realistisch ist. Standortbezogene Rahmenbedingungen wie auch z.B. Steuerrecht sollten weiterhin in der Hand der Mitgliedstaaten bleiben. Ein Mehrwert der Kooperation ist auch, diesen regulatorischen Rahmenbedingungen über den Wettbewerb der Standorte einen quantifizierbaren Wert zuzuordnen. Dies kann dann durchaus indirekt auch in Richtung einer Angleichung dieser Rahmenbedingungen hinwirken („best practice“).

Regelungen zur Eigenversorgung: Die Intention der Kom ist, negative Diskriminierung zu verhindern und Barrieren für die Eigenversorgung in anderen Ländern abzubauen. Aus DE-Sicht gehen die Regelungen jedoch zum Teil zu weit. Die Regelung kann so interpretiert werden, dass Eigenversorgung von Entgelten und Umlagen befreit werden müsste. Die Definition der Eigenversorgung wird in den Vorschlägen sehr weit gefasst, auch in Bezug auf Zusammenfassungsregeln. Aus DE-Sicht würde das die Finanzierung von Umlagen in Frage stellen. Daher ist das Ziel, die Definition der Eigenversorgung zu schärfen und klar von Mehrpersonenkonstellationen zu trennen (analog der Regelung im Mieterstromgesetz). Dazu wurden ein Papier von DE und Frankreich, Dänemark und Finnland eingebracht. Die Diskussion ist im Rat noch offen. Im Parlament gibt es dazu z.T. noch weitergehende Vorstellungen. Eigenversorgung wird grundsätzlich als Mittel gesehen, um etwas für die Bürger und die Verbraucher zu tun, ohne dass die Rückwirkungen von Privilegierungen auf das Gesamtsystem ausreichend betrachtet werden.

Teilnehmer fragten dazu: Sind die EU-Vorschläge zur Frage der räumlichen Nähe nicht sogar enger als die deutsche Regelungen? Gelten diese Regelungen auch für KWK? Wird die Industrie ausgeschlossen?

Herr Lorentz antwortete, dass es für Eigenversorgung aus anderen Energiequellen im Entwurf der StrommarktRL Regelungen für den „active consumer“ gibt. Es gäbe da eine ähnliche Problematik, aber nicht so zugespitzt, da die Rechtsfolgen hier von der KOM zurückhaltender formuliert wurden. Was die Regelung zum „unmittelbarer räumlicher Zusammenhang“ angeht, sah der ursprüngliche Vorschlag hierzu überhaupt nichts vor. Die Präsidentschaft hat nunmehr die Formulierung „at the same site“ (auf Betriebsgelände) eingebracht. Bei dieser Formulierung gibt es aber naturgemäß im Zuge der Umsetzung Ausgestaltungsspielraum. Zur Frage der Industrie: Ein Ausschluss von industriellen Anlagen ist im derzeitigen Rechtstext nicht erkennbar. Es werden sogar explizit kommerzielle Systeme genannt.

Herkunftsnachweise: DE hat Interesse daran, das bestehende System beizubehalten. EU-Kom sieht dagegen vor, dass auch für geförderten Strom nachweise ausgestellt werden müssen. Diese sollen dann nicht an die Anlagen gehen, sondern durch den jeweiligen Mitgliedstaat versteigert werden. Aus DE-Sicht ergibt sich daraus ein Akzeptanzproblem, da die grüne Eigenschaft vom Verbraucher, der die Förderung zahlt, weggenommen wird und demjenigen in Europa gegeben wird, der die Nachweise kauft. Das stellt ein Problem für die Akzeptanz der Erneuerbaren-Förderung in DE insgesamt in Frage. Der Vorschlag ist auch nicht gerecht. Die EEG-Umlage liegt bei über 6 Cent. Die zusätzlichen Herkunftsnachweise würden den Markt vermutlich überschwemmen und hätten kaum einen Wert. Ziel ist es, mehr Flexibilität in den Vorschlag zu bekommen. Auch andere MS denken über Alternativen nach. EP hat bisher keine Änderungen vorgeschlagen.

Ein Teilnehmer fragt noch nach **Artikel 23: Verpflichtung Wärmebereich.** Es wird vorgeschlagen 1%-Punkt pro Jahr zuzubauen. EP schlägt 2 %-Punkte vor. Das ist sehr ambitioniert für D. Herr Lorentz bestätigte, dass er die Anhebung des Ziels auch für zu ambitioniert hält. D sollte aber 1% erreichen. Dies sei schon notwendig, um die EE-Ziele insgesamt zu erreichen.

StrommarktVO/Einspeisevorrang: Frage der verpflichtenden Direktvermarktung gepaart mit der Bilanzkreisverantwortlichkeit. Der KOM-Vorschlag sieht derzeit vor, die Schwelle von 500 kW soll beizubehalten. Ab 2026 soll sie auf die Hälfte sinken. Für bestehende Anlagen ist Bestandsschutz vorgesehen. Eine weitere Absenkung soll erfolgen, wenn ein bestimmter Marktanteil EE-Strom erreicht wird. Das wäre dann immer noch über der in DE geltenden Grenze von 100 kW und würde keine Änderung des Status Quo in DE erfordern. Die Verhandlungslage ist allerdings schwierig. Der Berichtstatter im EP zum Strommarktpaket will die Regelung streichen. ACER hat noch radikalere Positionen vertreten. Im Rat sind die Positionen sehr gemischt. Ziel sollte sein, Ausnahmen für Kleinanlagen, d.h. die Möglichkeit für Festvergütung zu erhalten. Nordische Staaten und Osteuropäer vertreten hier aus unterschiedlichen Gründen andere Positionen. Bilanzkreisverantwortlichkeiten werden damit entsprechend verbunden.

Abregelung und Redispatch: Die Abschaltreihenfolge wird definiert. Hier ist weiterhin Vorrang für Erneuerbare und hocheffiziente KWK vorgesehen. Das ist gut. Es sind zudem Sonderregelungen für Eigenversorgungsanlagen bis 2030 vorgesehen. Position DE: Eigenversorgung sollte sich einreihen. Regelung ist insgesamt deutlich weniger unter Druck als andere Regelungen. Die Hauptdiskussion dreht sich um vorgelagerte Frage, ob man Redispatch stärker marktlich organisieren muss.

Abschlussdiskussion:

Ein Teilnehmer fragte nach dem Zeitplan der Verhandlungen.

Herr Lorentz antwortete, dass die Diskussion im 1. HJ 2017 unter der maltesischen Präsidentschaft bereits stärker an Fahrt aufgenommen hat, als ursprünglich erwartet. Unter der estnischen Präsidentschaft werden seit Juli derzeit die Einzelthemen Strommarktdesign, EE und Governance-VO mit hohem Druck weiter vorangetrieben. Offizielle Ambition ist es, Positionen („allgemeine Ausrichtungen“) bis zum Energieministerrat im Dezember 2017 zu erreichen. Danach soll der Trilog erfolgen. Herr Lorentz schätzt ein, dass dieses Szenario am wahrscheinlichsten für die EE-RL und Governance-VO ist. EP plant ähnlich. Governance- und EE-VO sollen vor den Strommarktinstrumenten abgeschlossen werden. Die Ausschüsse sind bereits terminiert, aber noch keine Plenartermine. Im Anschluss würde dann Anfang / Frühjahr 2018 der Trilog unter bulgarischer Präsidentschaft starten. Herr Lorentz schätzt, dass der Abschluss Trilog dann vermutlich erst unter österreichischer Präsidentschaft erfolgen könnte.

5) Ausblick

Frau Freier dankte allen Beteiligten für die Zusammenarbeit und das Feedback. Es ist immer hilfreich Vorschläge auf ihre Praxisrelevanz zu testen. Dieser Dialog soll sehr gerne fortgesetzt werden. Letztlich hängt dies aber von der neuen Regierung ab. Arbeitsschwerpunkte in nächster Zeit sind aus ihrer Sicht: Monitoring EEG-Erfahrungsbericht, nächste Ausschreibungsrunden, Offshore: Vorarbeiten zum zentralen Modell, Bürgerenergie, regionale Steuerung, Notifizierung Schwarzlaugeanlagen.

Mehrere Teilnehmer äußerten ebenfalls Dank für den offenen Dialog und die Transparenz, die dadurch entsteht. Ein Teilnehmer schlägt vor, mehr Unterarbeitsgruppen zu spezifischen Themen einzurichten, da dort eine intensivere Facharbeit möglich wäre.

Themen, die aus Teilnehmersicht interessant wären sind: Zielediskussion, Reform der Entgelt und Umlagesystematik.