

Anhörung des BT-Wirtschaftsausschusses am 20.11.2018

## **Stellungnahme zum Energiesammelgesetz**

Das Energiesammelgesetz enthält eine Vielzahl von Einzelregelungen, die sehr speziell sind und hier nicht aufgegriffen werden können. Diese Stellungnahme beschränkt sich daher auf 10 grundsätzliche Punkte des Gesetzentwurfs, die zentral sind für einen weiteren erfolgreichen Fortgang der Energiewende.

### **I. Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2030**

Der Gesetzentwurf enthält keine Bestätigung oder Konkretisierung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus im Stromsektor jenseits der Sonderausschreibungen – im Gegensatz zum 65%-Ziel für 2030, das im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD beschlossen wurde. Dieses Fehlen ist aus mehreren Gründen schädlich für die Energiewende:

- 1. Enger Zusammenhang zwischen EE-Ausbau und Kohle 2030:** Je geringer der Erneuerbaren-Ausbau, desto mehr Kohlekraftwerke müssen abgeschaltet werden – das ist die Logik des Sektorziels der Energiewirtschaft für 2030 von 175-183 Mio. t CO<sub>2</sub>. Denn wenn die EE-Menge im Jahr 2030 geringer ist, dann muss der verbleibende fossile Rest der Stromerzeugung stärker vom CO<sub>2</sub>-ärmeren Energieträger Gas aufgefüllt werden, um insgesamt das Sektorziel einzuhalten – und entsprechend weniger Platz bleibt für die Kohle. Die Kohlekommission setzt in ihren Diskussionen über die Menge an Kohlekraftwerken, die bis zum Jahr 2030 abgeschaltet werden müssen, ein 65%-Erneuerbare-Energien-Ziel für das Jahr 2030 voraus – mit dem Ergebnis, dass 2030 noch 16 bis 18 Gigawatt Kohlekraftwerke laufen können, um das Sektorziel der Energiewirtschaft einzuhalten. Hätten die Erneuerbaren Energien im Jahr 2030 nur einen 60%-Anteil an der Stromversorgung, müssten 4-5 GW weitere Kohlekraftwerke abgeschaltet werden, um das Sektorziel einzuhalten.

Infofern brauchen nicht nur die Akteure im Bereich der Erneuerbaren Energien, sondern alle am Energiemarkt Tätigen eine klare, verlässliche Perspektive 2030, um ihre Investitionen zu planen. Dies gilt für Wind- und Solarenergie genauso wie für Gaskraftwerksbetreiber, Speicherhersteller oder Industriebetriebe mit möglichen Investitionen im Bereich Lastmanagement. Wenn zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht die GW-Zahl der Ausschreibungen ab 2021 festgelegt werden sollen, so wäre doch zumindest die Festlegung des 2030-Ziels auf 65% im EEG wichtig, um für alle Beteiligten Klarheit zu schaffen.

- 2. Notwendige Planung der Wind Offshore-Gebiete:** Es ist ein eindeutiges Ergebnis aller Szenarien, dass das 2030-EE-Ziel ein Wieder-Aufstocken von Wind Offshore auf 20 GW bis 2030 benötigt. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) steht im Jahr 2019 vor dem Beschluss der Flächenentwicklungspläne für Nord- und Ostsee, zudem soll der Raumordnungsplan der AWZ überarbeitet werden. In all diesen Verfahren benötigt die BSH eine gesetzgeberische Basis der Offshore-Ziele für 2030 – und muss aufgrund der aktuellen Rechtslage diese Pläne auf Basis des jetzigen Werts von 15 GW erarbeiten. Dies ergibt angesichts der ja auch nach 2030 weitergehenden Erfordernisse der Energiewende keinen Sinn, sondern führt wieder nur zu weiteren Verzögerungen, wenn dann nach 2020, wenn der EE-Ausbaukorridor festgelegt wurde, Umplanungen erfolgen müssen. Im jetzigen

Gesetzgebungsverfahren sollte daher das Ziel von 20 GW Wind Offshore bis 2030 klar festgelegt werden.

3. **52-GW-Deckel für die PV:** Für die Energiewende ist die Solarenergie eine der zentralen Stützen. Szenarien für ein Energiesystem mit mindestens 80% Erneuerbaren Energien rechnen mit weit über 100 Gigawatt Photovoltaik-Leistung. Aus Gründen des Landschaftsschutzes und der Minimierung des Flächenverbrauchs sollte der größte Teil davon auf den Dächern platziert werden. Der 52-GW-Deckel ist vor diesem Hintergrund nicht sinnvoll. Falls es für Dachanlagen aufgrund sinkender Kosten zu einer Überförderung kommt, dann ist ja eine Absenkung der Einspeisetarife jederzeit möglich – wie ja auch dieser Gesetzentwurf zeigt. Aber ein abrupter Stopp jeder Förderung bei 52 GW ohne Ansehen des jeweiligen Marktumfelds (insbesondere bei der Frage der Eigenstrom-Regelungen bei den Abgaben und Umlagen), ist fachlich nicht zu begründen.

## II. Kurzfristige Maßnahmen im Bereich der Erneuerbaren Energien

4. **Sonderausschreibungen:** Die Sonderausschreibungen sind zu begrüßen. Die Streckung bei Wind Onshore ist angesichts der geringeren Zahl der aktuell genehmigten Projekte sachgerecht. Allerdings erschließt sich nicht die Logik, warum für die Sonderausschreibungen zusätzliche Termine gewählt wurden – dies führt nur bei Projektentwicklern und der BNetzA zu zusätzlichem Aufwand. Besser wäre ein kontinuierlicher Rhythmus 4x pro Jahr; und die Sonderausschreibungen würden auf die bestehenden Termine verteilt.
5. **Wind Offshore Sofortmaßnahme:** Im Koalitionsvertrag ist ein Wind Offshore Sonderbeitrag für das Klimaschutzziel 2020 vorgesehen. Dieser fehlt im Gesetzentwurf. Für die noch freien Anschlusskapazitäten bzw. freien Netzkapazitäten an Land in der Größenordnung von bis zu 1,5 GW in der Nord- und Ostsee sollte eine zusätzliche Ausschreibungs-/Vergaberunde im Jahr 2019 für den Anschluss weiterer, bereits genehmigter Offshore-Windparkprojekte stattfinden. Diese Maßnahme könnte im Jahr 2022/2023 auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz einzahlen, was dringend nötig ist, da dann ein CO<sub>2</sub>-freier Ersatz für die abgeschalteten Atomkraftwerke nötig wird.
6. **Innovationsausschreibungen:** Diese sind grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings ergibt eine Konkurrenz zwischen Wind- und Solaranlagen keinen Sinn, da sie unterschiedliche Einspeiseprofile haben (Solar eher im Sommer, Wind eher im Winter) und sich somit ergänzen. Für die Energiewende, das zeigen viele Studien, ist ein paralleler Ausbau von Wind- und Solarenergie volkswirtschaftlich kosteneffizient. Innovativ wären vielmehr Wind- und Solar-Kombi-Anlagen, die einen gemeinsamen Netzanschluss nutzen, und so Netzausbaukosten sparen.
7. **Kürzung der PV-Einspeisetarife / Mieterstrom:** Die Absenkung der PV-Tarife für größere Dachanlagen ist grundsätzlich gerechtfertigt angesichts der stark gesunkenen PV-Modulpreise. Allerdings ist das Segment der 40 bis 750 kW-Anlagen zu groß, um über einen Kamm geschnitten zu werden. Angesichts der Fixkosten einer Anlage ist das, was für 750 kW-Anlagen richtig ist, nicht zwingend das richtige für 50 kW-Anlagen. So gehen die Berechnungen der BMWi-Gutachter, die von einer Überförderung sprechen, bei der Kapitalverzinsung davon aus, dass alle PV-Anlagen in diesem Segment als

Projektfinanzierung gestaltet werden. Tatsächlich sind die kleineren Anlagen aber in der Regel Eigenkapitalfinanzierte Anlagen, für die andere Risiken und Kapitalkosten gelten. Es ist daher zu empfehlen, eine neue Anlagenklasse für PV-Anlagen in der Größe 40-250 kW zu schaffen. Für Anlagen von 250 bis 750 kW wären demnach die geplanten Kürzungen richtig, für Anlagen von 40 bis 250 kW müssten sie jedoch deutlich geringer ausfallen. Dies gilt insbesondere für Mieterstromanlagen, die erheblich höhere Anfangskosten haben und für die die geplante Kürzung nicht sachgerecht wäre.

### III. Marktdesign-Regelungen

8. **Einbeziehung Erneuerbarer Energien in den Redispatch:** Je größer der Anteil der Erneuerbaren Energien, desto mehr müssen sie auch in die Optimierung des Markts einbezogen werden. Insofern ist der im Gesetzentwurf vorgesehene Ansatz, EE in den Redispatch einzubeziehen, richtig. Allerdings ist dies nur dann volkswirtschaftlich optimal, wenn fossile Kraftwerke tatsächlich im niedrigst möglichen Must-Run-Niveau operieren. Es ist aktuell nicht nachvollziehbar, ob sie das immer tun – dementsprechend hat der Redispatch-Bericht der Bundesnetzagentur auch eine große Spannbreite des „Must-Run-Sockels“ beschrieben, ohne ihn weiter konkretisieren zu können. Es ist daher nötig, die Bundesnetzagentur mit weiterreichenden Rechten auszustatten: Sie sollte in Zweifelsfällen von den betroffenen Kraftwerke Gründe für ihr Must-Run-Niveau dargelegt bekommen und, falls diese nicht nachvollziehbar sind, eine Absenkung verlangen können.
9. **Nutzen statt Abregeln:** Die abgeregelte Menge an Erneuerbaren Energien könnte kurzfristig gesenkt werden, wenn alle KWK-Anlagen mit Power-to-Heat-Anlagen und Wärmespeichern ausgestattet würden. Denn ein großer Teil der Abregelungen – und der negativen Strompreise – entsteht dadurch, dass KWK-Anlagen trotz hoher Windeinspeisung Strom produzieren, um den Wärmebedarf ihres Wärmenetzes zu befriedigen. Bisher ist die entsprechende Regelung im § 13 Absatz 6a EnWG auf die Netzausbaugebiete beschränkt, aber Power-to-Heat-Anlagen z.B. in Hannover hätten ebenfalls große Wirkungen. Sie sollten kurzfristig ermöglicht werden. In einem zweiten Schritt wäre dann ein Konzept zur Einführung von regionalen Smart Markets sinnvoll, das grundsätzlich allen Flexibilitätsanbietern die Möglichkeit gibt, ansonsten abgeregelten EE-Strom zu nutzen.

### IV. Kraft-Wärme-Kopplung

10. **Flexibilität ins Zentrum der Förderung stellen:** Die vorliegenden Änderungen zielen darauf ab, die KWK-Förderung nach der Einigung mit der EU-Kommission wieder aufzunehmen. Dies ist grundsätzlich richtig. Versäumt wird im Gesetzentwurf aber, die Förderung bei Neu- und Bestandsanlagen stärker an die Flexibilität der Anlagen zu knüpfen. Denn inflexible KWK-Anlagen werden bei zunehmenden Anteilen von Wind- und Solarenergie zum Hemmschuh der Energiewende: Sie sorgen zu großen Teilen für den fossilen Must-Run-Sockel, der zu einer Abregelung von Windkraftwerken führt. Durch Power-to-Heat-Anlagen und Wärmespeicher können sie jedoch flexibilisiert werden. Jegliche KWK-Förderung sollte in Zukunft an eine stärkere Flexibilität der Anlagen sowohl in der Anlagenkonfiguration als auch im täglichen Betrieb geknüpft werden.