

**Stellungnahme  
zur Verordnung der Bundesregierung zu den Innovationsausschreibungen und  
zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen  
BT-Drucksache 19/14065**

Marc Behnke; E.DIS Netz GmbH

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für Möglichkeit der Stellungnahme und der Teilnahme als Sachverständiger. Die Stellungnahme wurde mit den Verteilnetzbetreibern des E.ON Konzerns abgestimmt.

Nachfolgend erhalten Sie detailliertere Anmerkungen zu den Paragraphen der Innovationsausschreibungsverordnung:

§ 2 Nr. 1: Wir gehen davon aus, dass eine Anlagenkombination vergleichbar mit einer Anlage im Sinne von § 3 EEG zu verstehen ist und damit auch nur ein EEG-Anlagenschlüssel und eine Marktlokation zur Anwendung kommt. Hintergrund ist die Einordnung der Anlagenkombination hinsichtlich Abrechnung und Meldung an die Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur.

Die Bedingung eines gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt stellt unserer Ansicht nach die Systemdienlichkeit eindeutig sicher und ist begrüßenswert. Somit wird eine Voraussetzung geschaffen, dass die Einspeisung gleichmäßiger erfolgt bzw. die Benutzungsstundenanzahl erhöht wird und dies am Netzverknüpfungspunkt bereits über die Messung eindeutig nachgewiesen werden kann. Durch den gemeinsamen Netzanschluss ist auch bei einer Netzentflechtung weiterhin sichergestellt, dass die Anlagen auf denselben Netzabschnitt einwirken. Die Voraussetzung ist insbesondere bei der Kombination einer volatilen Erzeugungsanlage mit einer steuerbaren zielführend insbesondere bei der Bereitstellung positiver Sekundärregelleistung und deren Präqualifikation beim Übertragungsnetzbetreiber. Unseres Erachtens ist das Ziel der Anlagenkombination, dass die an diesem Netzverknüpfungspunkt technisch mögliche Einspeisung zeitlich optimal genutzt wird.

§ 6 Abs. 2 Nr. 3: Wenn eine Eigenerklärung zu einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt abgegeben wird, ist unbedingt sicherzustellen, dass dieser auch technisch für die geplante Einspeisung möglich ist. Es stellt sich die Frage, wie mit einem eventuellen Zuschlag umzugehen ist, wenn sich später herausstellt, dass ein gemeinsamer Netzverknüpfungspunkt technisch nicht möglich ist. Aus unserer Sicht wäre dieser dann nicht gültig. Denkbar wäre eine zusätzliche Bestätigung des Netzbetreibers.

§ 8: Wir sehen hier ähnlich wie der BDEW die Gefahr einer Überförderung im Rahmen einer fixen Marktprämie. Investoren erhalten zusätzlich zum Strompreiserlös eine vor Projektbeginn festgelegte fixe Zahlung pro Megawattstunde erzeugten Strom.

Das bedeutet, dass sich der Zuschlag – anders als bei der derzeitigen gleitenden Marktprämie – nicht entsprechend den Erlösen aus dem Strommarkt anpasst. Das heißt: Während die gleitende Marktprämie bei steigendem Strompreisniveau abnimmt und schließlich auf null sinkt, würde bei der fixen Marktprämie auch dann noch eine von der EEG-Umlage geförderte Vergütung gezahlt, wenn der Strompreis längst ein Niveau erreicht hat, das einen wirtschaftlichen Betrieb von EE-Anlagen über den Markt ermöglicht. Eine fixe Marktprämie ermöglicht es dem Anlagenbetreiber somit, dauerhaft Förderung zu erhalten, auch wenn diese bei steigenden Marktpreisen wirtschaftlich nicht mehr notwendig ist.

Wenn schon eine derartige Förderunterstützung eingeführt bzw. getestet wird, sollte sie ausschließlich für neue Innovationsmodelle verwendet werden als Investitionsstütze. Sie wäre nur bei Anlagenkombinationen von volatilen und steuerbaren Erzeugungsanlagen (z. B. Zwischenspeicher) sinnvoll. Die Einführung einer fixen Marktprämie ist mit hohem Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber verbunden, da eine neue Abrechnungslogik für eine voraussichtlich geringe Anzahl von Anlagen eingeführt und für 20 Jahre weitergepflegt werden muss. Dies potenziert die Anzahl der Testfälle bei zukünftigen Systemanpassungen.

§ 9: Diese Regelung sehen wir sehr kritisch an, da es sich um eine abweichende Regelung von den bestehenden Passagen im EEG und KWKG handelt. Daher ist eine Angleichung ans KWKG sinnvoll, da diese nahezu identisch ist. Somit entsteht beim Netzbetreiber eine Verringerung des Umsetzungs- und zukünftigen Pflegeaufwandes (keine Potenzierung der Fallkonstellationen).

§ 11: Die Begrenzung der Zuschlagserteilung auch bei Unterzeichnung ist zu begrüßen, da so unter den bestehenden Technologien ein Wettbewerb generiert wird.

§ 12: Die Veröffentlichung von der Bundesnetzagentur ist in der bereits etablierten Form der Ausschreibungen z.B. für Windenergie an Land, vorzunehmen. Dies vereinfacht ebenfalls den Prüf- und Umsetzungsaufwand beim Netzbetreiber.

§ 13 Abs. 2: Die Einhaltung der Voraussetzung zur Bereitstellung positiver Sekundärregelleistung über die installierte Leistung sollte nicht auf Biomasse und Geothermie und Speicher begrenzt werden, sondern auch für Deponie-/Klär- und Grubengas sowie Wasserkraftanlagen gelten. Diese sind ebenso steuerbar wie Biomasse oder Geothermie-Anlagen. Zudem ist die installierte Leistung allein nicht ausschlaggebend, sondern die Speicherkapazität des Energiespeichers bzw. die Gasspeicherkapazität der Biomasseanlage ist ebenfalls relevant. Aus unserer Sicht wäre ein einmaliges Umweltgutachten an dieser Stelle zielführend, analog zu der Einhaltung der Voraussetzungen der Flexibilitätsprämie.

§ 14 Abs. 2: Zunächst stellen wir in Frage, ob bis zum 01. August 2021 schon eine relevante Größenordnung an Anlagen in Betrieb gegangen sind, so dass ein Bericht bereits sinnvoll sein wird. Angesichts der Realisierungszeiträume der Anlagen sind die generierbaren Erkenntnisse zu diesem Zeitpunkt stark begrenzt.

Darüber hinaus stellen sich zu den Pflichten der Netzbetreiber viele Umsetzungsfragen, die vorher geklärt werden sollten. Es ist offen, für welchen Zeitraum, zu welchem Stichtag und in welcher Granularität (kalenderjährlich oder aggregiert bis zu dem Zeitpunkt) die Daten benötigt werden. Alle Daten, die ein Netzbetreiber melden muss, kann auch der Anlagenbetreiber anhand seiner Abrechnungen und den ihm bekannten Lastgangdaten melden. Für zusätzliche Plausibilitätsprüfungen können beispielsweise die bisherigen Datenmeldungen über die ÜNB genutzt werden.

§ 14 Abs. 2 Ziffer 1: Die Lieferung dieser Daten seitens des Netzbetreibers ist möglich.

§ 14 Abs. 2 Ziffer 2: Diesen Punkt sehen wir kritisch. Die Angaben zu Zahlungen der fixen Marktprämie ergeben sich aus dem jährlichen Testat. Die erzielbaren Vermarktungserlöse sind dem Netzbetreiber unbekannt, denkbar wäre lediglich der jeweilige Lastgangwert multipliziert mit dem Börsenpreis, wobei noch unklar ist, welcher Börsenpreis konkret gemeint ist. Es stellt sich die Frage, warum diese Angaben der Netzbetreiber machen muss und nicht der Anlagenbetreiber.

§ 14 Abs. 2 Ziffer 3: Hier stellt sich die Frage, wie die Aufteilung auf Technologien erfolgt. Sind dafür geeichte Untermessungen auf 1/4h-Basis erforderlich oder erfolgt eine leistungsmäßige Aufteilung (gleiche Frage zu § 14 Abs. 3 Nr. 2)?

§ 15: Aus dem Jahr 2019 sollte 2020 gemacht werden, da wir nicht von einer Ausschreibung noch im Jahr 2019 ausgehen.

Die Änderung des § 23 MaStRV begrüßen wir, da damit eine Klarstellung erfolgt, dass alle Zahlungen (nicht nur der Zuschlag, sondern auch Arbeitspreis und vermiedene Netzentgelte) gemeint sind.

Insgesamt halten wir diese Verordnung weiterhin als unausgereift, da unseres Erachtens insbesondere neue Innovationsansätze und notwendige Förderungsbedingungen mit der Branche nicht zu Ende diskutiert wurden. Darüber hinaus bestehen bereits eine Vielzahl von Ausschreibungsmodellen, die nicht unbedingt derzeit um ein zusätzliches Modell erweitert werden müssen. Um ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den Energiearten zu erhalten, wäre es viel zielführender zunächst die Förderungsbedingungen und die Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen zu verbessern. Stattdessen werden mit einem weiterem Ausschreibungsmodell höchstwahrscheinlich erneut allein Solaranlagen Zuschläge erhalten.