

Statkraft zum Entwurf eines Gesetzes  
zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und  
weiterer energierechtlicher Vorschriften ("EEG 2021")  
– Fassung 25.09.2020 nach Kabinettsbeschluss –

## Inhalt

A.	Allgemeines .....	- 1 -
B.	§ 25 Beginn, Dauer und Beendigung des Anspruchs.....	- 1 -
C.	§ 51 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen.....	- 3 -
1.	§ 51 Abs. 1 .....	- 3 -
2.	§ 51 Abs. 2 .....	- 3 -
3.	Neuregelung zum Schutz der Anlagenbetreiber .....	- 4 -
4.	Keine Streichung von § 51 .....	- 5 -
D.	§ 20 Marktprämie.....	- 5 -
E.	§ 36 k Finanzielle Beteiligung der Kommunen .....	- 5 -
F.	NEU: § 39 Abs. 4 Satz 1 EEG: Förderung Biomasse (Bemessungsleistung/installierte Leistung)-	6 -
G.	NEU: § 39 f EEG iVm §§ 3 Abs.4 und 2 Abs.4 Biomasseverordnung .....	- 7 -
H.	NEU: § 40 Wasserkraft .....	- 7 -
I.	NEU: § 78 Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage .....	- 8 -
J.	Wasserstoff und EEG-Umlage .....	- 8 -

### A. Allgemeines

**Statkraft begrüßt einen beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien und steht der Weiterentwicklung des bestehenden EEG sehr positiv gegenüber. Die Stärkung der Marktintegration muss dabei eine zentralere Rolle einnehmen. Gerade vor dem Hintergrund des Endes der Förderung für bestehende Anlagen ab 2021 ist es deshalb notwendig, Anlagenbetreibern eine wirklich marktliche Perspektive für den Weiterbetrieb ihrer Anlagen zu bieten.**

### B. § 25 Beginn, Dauer und Beendigung des Anspruchs

Eine befristete Begrenzung der weiteren Zahlung der Einspeisevergütung auf Anlagen kleiner 100 kW hält Statkraft in einem ersten Schritt für sachgerecht. Generell sollten jedoch marktliche Lösungen vorrangig sein.

**Die Regelung, wonach für ausgeförderten Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW eine befristete Anschlussförderung bis Ende 2021 geschaffen wird, lehnt Statkraft ab. Marktliche Lösungen funktionieren und jegliche Anschlussförderungen können vorhandene Geschäftsmodelle zerstören und sich nachteilig auf bereits abgeschlossene Stromlieferverträge aus ausgeförderten Anlagen auswirken.**

Die Anbieter haben bereits zahlreiche langfristige Verträge (sog. Power-Purchase-Agreements, PPAs) für Anlagen abgeschlossen, deren Förderung nach 20 Jahren endet. Allein Statkraft hat im vergangenen Jahr in Deutschland PPAs von etwa 180 MW an Windenergie unter Vertrag genommen. Auch neue Verträge sind in der Pipeline. Viele andere Unternehmen schließen auch PPAs mit Windanlagenbetreibern. Die Weiterentwicklung dieses Marktes darf nicht durch eine gesetzliche Regelung zerstört werden. Unserer Einschätzung nach wird es deshalb nach Ablauf der Förderung nicht zu einem massenhaften Abschalten und Abbau von Anlagen kommen. Die aktuelle Diskussion über eine Anschlussförderung erschwert es, weitere Anlagen, die aus der Vergütung laufen, marktlich unter Vertrag zu nehmen. Im Laufe des Jahre 2021 werden sich in jedem Fall schnell genauere Erkenntnisse ergeben, ob und aus welchen Gründen ein kleiner Teil der Anlagen die Aufgaben beim Auslaufen der Förderung noch nicht gelöst hat.

Die nun vorgeschlagene Regelung verhindert zudem, dass die ausgeförderten Anlagen Herkunftsnachweise generieren und damit der grüne Wert des Stroms für Industriekunden genutzt werden kann. In einem marktlichen Modell außerhalb des EEG ist die Nutzung der Herkunftsnachweise jedoch möglich, was das Bestreben vieler Industriekunden, auf eine grüne nachhaltige Stromversorgung umzustellen, unterstützt.

Darüber hinaus darf es keine konkurrierende Vermarktung zwischen Netzbetreibern und Direktvermarktern geben. Die betroffenen Anlagen sind aktuell üblicherweise in der Direktvermarktung. Die Vermarktung sollte deshalb auch nach Ablauf der regulären 20-jährigen EEG-Vergütung von Unternehmen durchgeführt werden, die sich auf die Vermarktung von erneuerbaren Anlagen spezialisiert haben, um die Vermarktungskosten zu minimieren und die Anlagen wirklich effektiv in den Strommarkt zu integrieren. Die vorgeschlagene Regelung führt zu einem Zustand, wie er vor Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung bestanden hat. Eine Wiedereinführung der Vermarktung durch die Netzbetreiber sollte nicht das Ziel dieser EEG-Novellierung sein.

Notwendiger als eine staatliche Anschlussförderung ist es, Genehmigungsverfahren für neue und zu repowernde Anlagen weiter zu erleichtern. Hier wäre ein wirklicher Hebel, um den weiteren Ausbau der Erneuerbaren weiter voranzubringen und das 65% Ziel zu erreichen.

Flankierend sollte sich Deutschland dafür einsetzen, dass Unternehmen, die eine Strompreiskompensation erhalten, beim Strombezug aus fossilen und erneuerbaren Quellen gleichgestellt werden. Bislang droht der anspruchsberechtigten Industrie beim Bezug von Strom aus Erneuerbaren Anlagen (sog. Green PPAs) ein Verlust der Strompreiskompensation. PPAs sind jedoch nötig, um den Weiterbetrieb der Anlagen, deren EEG-Förderung endet, zu ermöglichen. Sie sind zugleich ein Baustein für eine nachhaltige Energieversorgung von Industrieunternehmen. Für entsprechende Stromlieferungen sollte die Strompreiskompensation deshalb vollumfänglich nutzbar sein.

## C. § 51 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

### 1. § 51 Abs. 1

Statkraft begrüßt die vorgeschlagene Regelung in § 51 Abs.1, den anzulegenden Wert auf null zu reduzieren, wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von mindestens einer Stunde negativ ist, grundsätzlich aus Handelssicht.

### 2. § 51 Abs. 2

Es wird unterschiedlich bewertet, für welche Anlagen § 51 Abs. 2 tatsächlich gilt. Um hier Missverständnisse in der praktischen Anwendung zu vermeiden, sollte klar gesetzlich geregelt sein, dass die Vorschrift ausschließlich für Anlagen gilt, die ab 1. Januar 2021 in Betrieb gehen.

*Vorschlag zu § 51 Abs.2:*

*Klarstellung, dass Abs.2 nur für Neuanlagen gilt.*

**„Absatz 1 ist nicht anzuwenden auf Anlagen, die ab 01. Januar 2021 in Betrieb genommen werden und deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird.“**

Würde die Vorschrift auch für bestehende Anlagen gelten, hätte dies massive Auswirkungen auf die Marktintegration erneuerbarer Energien. Nahezu alle Windenergieanlagen an Land, die zwischen dem 1. Januar 2016 und dem 31. Dezember 2018 gebaut wurden, und alle Windenergieanlagen auf See, die zwischen dem 1. Januar 2016 und dem 31. Dezember 2020 gebaut wurden, würden ab dem 1. Januar 2021 nicht mehr unter die Regelungen von § 51 Abs. 1 fallen, obwohl dies bisher der Fall war. Das würde Anlagen mit insgesamt über 16.000 MW Kapazität betreffen, die bereits seit ihrer Inbetriebnahme von der Verringerung des Zahlungsanspruch bei mindestens 6 Stunden mit negativen Preisen betroffen waren und nun wieder aus dieser Regelung herausgenommen würden, da ihr anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird. Damit würde eine Ungleichbehandlung gegenüber Neuanlagen forciert. Investitionsbedingungen für neue Anlagen würden verschlechtert, während gleichzeitig die Einnahmen von bereits gebauten und finanzierten Anlagen verbessert würde. Das kann so nicht gewollt sein.

In der Konsequenz würden Anlagen, die zwischen 2016 und 2018 gebaut worden sind, ab dem 1. Januar 2021 nicht mehr bei 6 oder mehr Stunden mit negativen Preisen abgeregelt. Diese Anlagen hätten dann wieder einen Anreiz, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen, denn sie würden erst dann abgeschaltet, wenn die Preise am Spotmarkt unterhalb der für eine Anlage in einem Monat geltenden Marktprämie fallen. Dies würde dazu führen, dass sich die Anzahl negativer Stunden am Spotmarkt deutlich erhöhen wird, was wiederum zu steigenden Marktprämienzahlungen und einer Steigerung der EEG-Umlage führen wird.

Weiterhin wäre fraglich, ob § 51 Abs. 2 bei der Einbeziehung von bestehenden Anlagen konform zu den Regelungen der EU Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien Rn. 124 lit. c) wäre, die bis 2021 verlängert wurden. Nach Rn. 124 lit. c) müssen ab dem 01.01.2016 alle Beihilferegelungen auch folgende Voraussetzung erfüllen: „Es werden Maßnahmen getroffen, um sicherzustellen, dass die Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen.“

### 3. Neuregelung zum Schutz der Anlagenbetreiber

Es sollte grundsätzlich eine Regelung gefunden werden, die einerseits die Unsicherheit für Investoren minimiert und andererseits dazu führt, dass Erzeuger keinen Anreiz haben, Strom bei negativen Preisen zu erzeugen.

**Zum Schutz der Anlagenbetreiber vor Verlusten im Falle negativer Preise, könnte in Verbindung mit der Umstellung der 6-Stunden-Regelung auf eine 1 Stunde, die Marktprämie sowohl für produzierte als auch für abgeregelte Strommengen gezahlt werden, wenn der day-ahead Preis an der Strombörse zwischen 0 und der negativen Marktprämie einer Anlage liegt.**

Eine solche Regelung würde direkt dazu führen, dass Strom bei negativen Preisen nicht mehr produziert und verkauft wird. Der Vorteil einer solchen Regelung wäre auch, dass sie auf alle Anlagen angewendet werden kann, die seit dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen wurden, denn sie würde die finanziellen Bedingungen der Anlagen nicht verschlechtern. Dazu müsste die Regelung auch nicht erst ab sechs Stunden wirksam werden, sondern könnte bereits bei einer Stunde mit einem negativen Preis Anwendung finden, da die Betreiber finanziell kompensiert werden und somit nicht schlechter gestellt werden, wenn die Regelung bereits ab einer und nicht erst ab sechs Stunden mit negativen Preisen gilt.

Da alle ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommenen Anlagen dann bereits ab einer Stunde mit negativen Preisen abgeregelt werden, würde dies die Kosten für die EEG Umlage deutlich reduzieren. Denn eine frühere Regelbarkeit von Anlagen führt auch dazu, dass sich die Höhe negativer Stunden reduziert und dadurch die Marktprämienzahlungen sinken, da die Referenzmarktwert steigen.

Zur Bestimmung, Prüfung und Abrechnung der abgeregelten Strommengen existieren etablierte Methoden, die auf Basis von §15 EEG seit Jahren zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern erfolgreich praktiziert werden. Dies wird mit der Einführung von Redispatch 2.0 zum 1. Oktober 2021 so geregelt, dass der Betreiber für abgeregelte Strommengen vom Netzbetreiber die monatliche Marktprämie erhält. Genau diese Bedingungen zur Kompensation abgeregelter Strommengen sollten auch für marktbasierter Abregelung bei negativen Preisen am Spotmarkt anwendbar sein.

Für Anlagen, die ab 2024 eine Marktprämie auf Basis des Jahresmarktwertes erhalten, ist zu beachten, dass die Kompensation der Abregelmengen weiterhin auf Basis einer monatlich berechneten Marktprämie erfolgen sollte. Grund dafür ist, dass der Jahresmarktwert auf Basis monatlicher Produktionsmengen erfolgt, die Abregelmengen aber eine sehr unterschiedliche Verteilung über das Jahr aufweisen. Daher würde eine Kompensation mit einer jährlich ermittelten Marktprämie nicht die tatsächlichen Verluste kompensieren.

Mit diesem Vorschlag erhalten Betreiber einen größeren Investitionsschutz, da die Marktprämie weitergezahlt wird. Das würde zugleich verhindern, dass die Strompreise zu Zeiten hoher EE-Produktion stark negativ werden. Eine Vermeidung stark negativer Preise, wäre auch vorteilhaft für die EEG-Umlage, die dann weniger ansteigt. Durch die Begrenzung der Kompensation abgeregelter Mengen bis zur Höhe der negativen Marktprämie wird sichergestellt, dass die Marktprämie nicht mehr gezahlt wird, wenn eine Anlage bereits heute abgeregelt wird (aktuell regeln

Direktvermarkter § 51-Anlagen im Falle von 6 negativen Stunden oder alle Anlagen bei Preisen unterhalb der negativen Marktprämie ab). Betreiber/Stromerzeuger hätten kein Interesse ihren Strom unterhalb von null zu verkaufen, was wiederum konform zu den EU-Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien ist.

Weiterer Vorteil wäre, dass Erneuerbare-Anlagen in diesem Zeitraum auch positive Regelleistung (SRL / MRL) bereitstellen können, da sie aus dem abregelten Zustand schnell aktiviert werden können.

#### **4. Keine Streichung von § 51**

Eine teilweise vorgeschlagene komplette Streichung des § 51 lehnt Statkraft ab. Dies würde die Anzahl und insbesondere die Höhe negativer Stunden an der Strombörse deutlich erhöhen und damit die Kosten der EEG-Umlage steigern. Unserer Ansicht nach läuft das einer weiteren Integration der Erneuerbaren Energien entgegen und würde den Zustand aus dem EEG 2012 wiederherstellen.

#### **D. § 20 Marktprämie**

Statkraft begrüßt, dass die Regelungen zur gleitenden Marktprämie weitestgehend erhalten bleiben. Die gleitende Marktprämie hat dazu geführt, dass die Integrationskosten der erneuerbaren Energien stetig gesunken sind. Die Vorhersagen für die Produktion haben sich massiv verbessert und zu weniger Abruf von Regelenergie geführt.

Mittelfristig kann über die Einführung einer fixen Marktprämie nachgedacht werden. Sie ist das wettbewerblichste und marktlichste Instrument. Im Unterschied zur gleitenden Prämie bleibt dieser Aufschlag immer gleich hoch, unabhängig davon, wie hoch der Strompreis ist. Mit der fixen Prämie wird das volle Strompreisrisiko auf die Anlagenbetreiber übertragen. Der Anteil sicherer Einnahmen ist im Vergleich zur gleitenden Prämie geringer. Dieses Risiko müssen Anlagenbetreiber in den Ausschreibungen am Strommarkt oder sinnvollen Anlagenkombinationen absichern. Aus Sicht von Statkraft ist dies das einzige Modell, was erneuerbare Anlagen wirklich in den Markt integriert. Immer mehr erneuerbare Anlagen werden schon heute über PPAs abgeschlossen und abgesichert. Eine Umstellung des Systems auf eine fixe Marktprämie mit PPA Absicherung könnte in einem ersten Schritt insbesondere für größere Anlagen erfolgen.

#### **E. § 36 k Finanzielle Beteiligung der Kommunen**

Statkraft unterstützt die Idee, Kommunen finanziell am weiteren Ausbau der Windenergie zu beteiligen.

Die im Kabinettsbeschluss neu eingefügte Regelung, wonach Anlagenbetreiber die finanzielle Förderung plus 5 % der Transaktionskosten an die Netzbetreiber weiterreichen dürfen, die diese wiederum über die EEG-Umlage wälzen, lehnt Statkraft ab. Letztlich zahlt damit die Gesellschaft diesen Betrag. Zudem würde die ohnehin schon hohe EEG-Umlage weiter belastet. Die Regelung sollte gestrichen werden. Es erhöht nicht die Akzeptanz für Windenergie in einer Kommune und deren Einwohner, wenn diese neben allen anderen EEG-Umlagepflichtigen für den Bau der Anlage in ihrer Nachbarschaft zahlen, sondern stellt eine zusätzliche Belastung dar.

Zudem sollte zumindest eine Verpflichtung bestehen, die Verwendung der Mittel öffentlich bekannt zu machen. Um eine wirkliche Akzeptanzerhöhung zu erreichen, wäre es wünschenswert, wenn eine Zweckmittelbindung als „sollte“-Bestimmung an soziale, ökologische oder nachhaltige Belange verankert wird. Denn nur so werden die Bürger etwas davon merken und der Windenergie positiver gegenüberstehen. Die Gelder sollten nicht allein dazu genutzt werden, um Haushaltslöcher zu stopfen. Das würde am Zweck vorbeigehen.

#### **F. NEU: § 39 Abs. 4 Satz 1 EEG: Förderung Biomasse (Bemessungsleistung/installierte Leistung)**

Die Anzahl der Gebote und Teilnehmer der Biomasse-Auktionen in den letzten Jahren zeigt, dass die maximal zu auktionierende Kapazität in sämtlichen Auktionen bei weitem nicht ausgeschöpft wurde und auch kaum größere Anlagen um die 20 MW an den Auktionen teilgenommen haben. Wir sehen die Notwendigkeit, dass es weiteren Anlagen ermöglicht wird, an den Auktionen teilzunehmen. Einerseits um die Auktionskapazitäten möglichst vollständig zu vergeben und andererseits um das Potenzial der Biomasse als erneuerbarer Energieträger zu erhalten.

Statkraft schlägt deshalb eine Anpassung in § 39 Abs. 4 Satz 1 vor. Statt auf 20 MW installierte Leistung sollte die Schwelle auf 25 MW angehoben werden.

##### *Vorschlag Alternative 1: Anpassung § 39 Abs.4 Satz 1 EEG 2017*

*In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 dürfen Anlagen, für die ein Gebot abgegeben wird, eine zu installierende Leistung von **250** Megawatt nicht überschreiten.*

Damit würden mehr Anlagen an einer Ausschreibung teilnehmen können und zugleich sichergestellt sein, dass sehr große Anlagen, die Natur und Landschaft beeinträchtigen, weiterhin ausgeschlossen werden, wie es in der Gesetzesbegründung zum EEG 2017 formuliert ist.

Alternativ könnte auch auf die Bemessungsleistung statt der installierten Leistung abgestellt werden. Hier wären 20 MW ausreichend. Dies ist auch heute bereits der Fall für Biomassekraftwerke, welche die EEG-Förderung erhalten und würde diesen eine Verlängerung der Förderungsdauer ermöglichen. Das Abstellen auf die Bemessungsleistung würde die derzeitige Benachteiligung von Anlagen, die kurz vor Einführung der Regelung über das EEG 2017 ihre installierte Leistung erhöht haben, beenden.

##### *Vorschlag Alternative 2: Anpassung § 39 Abs.4 Satz 1 EEG 2017*

*In Ergänzung zu den Anforderungen nach § 30 dürfen Anlagen, für die ein Gebot abgegeben wird, eine ~~zu installierende Leistung~~ **Bemessungsleistung** von 20 Megawatt nicht überschreiten.*

## G. NEU: § 39 f EEG iVm §§ 3 Abs.4 und 2 Abs.4 Biomasseverordnung

Mit der Novelle des EEG 2012 wurde Altholz – mit Ausnahme von Industrierestholz – aus der Biomasseverordnung gestrichen. Folge ist, dass Bestandsanlagen, die mit Altholz betrieben werden, nicht an der Ausschreibung gem. § 39 f EEG teilnehmen können.

Aufgrund verhältnismäßig hoher Stromerzeugungskosten - im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern - und relativ geringer Einnahmen durch den direkten Stromhandel ist davon auszugehen, dass in Zukunft der überwiegende Teil der Biomasseanlagen stillgelegt werden wird. So wurde es im Endbericht<sup>1</sup> zur Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz auf S.57 festgestellt. Zudem muss die Entsorgung von rund 7 Mio. Tonnen Altholz pro Jahr auch in Zukunft sichergestellt werden.

Um hier Abhilfe zu schaffen, sollte die Öffnung des § 39 f EEG 2017 für Altholzanlagen erfolgen. Zumindest sollte die erfolgte Abschaffung der Einstufung von Altholz als Biomasse auf den Prüfstand gestellt und eine Änderung in §§ 3 Abs.4 i.V.m. 2 Abs. 4 Biomasseverordnung angestrebt werden.

## H. NEU: § 40 Wasserkraft

Durch die Modernisierung vorhandener Wasserkraftwerke ließe sich in Deutschland rund 1 TWh/a Strom mehr erzeugen, ohne dass negative Auswirkungen auf die Umwelt erfolgen und ohne Anpassungen der vorhandenen Genehmigungen notwendig werden. Diese Modernisierungsmaßnahmen (z. B. neue Turbinenläufer, Generatoren und moderne Leittechnik) sind aktuell nicht wirtschaftlich. Um das hier bestehende Potenzial von Wasserkraftanlagen auszuschöpfen und technologischen Entwicklungen gerecht zu werden, ist ein Anreiz in Form einer erhöhten Vergütung erforderlich.

Die Anforderung einer Leistungserhöhung um mindestens 10 Prozent bei nicht zulassungspflichtigen Maßnahmen für Anlagen >5 MW sollte auf 3 Prozent reduziert werden. Zudem muss die Berechnung der EEG-Vergütung auf der Leistungserhöhung mal Benutzungsstunden des Kraftwerkes erfolgen und nicht nur dann, wenn das Kraftwerk in dem erhöhten Leistungsbereich betrieben wird.

*Vorschlag: Anpassung § 40 Abs. 2 EEG 2017*

*Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 besteht auch für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, wenn nach dem 31. Dezember 2016 durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde. Satz 1 ist auf nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahmen anzuwenden, wenn das Leistungsvermögen um mindestens 40 3 Prozent erhöht wurde. Anlagen nach den Sätzen 1 oder 2 gelten mit dem Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme als neu in Betrieb genommen.*

---

<sup>1</sup> [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/fraunhofer-iee-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/fraunhofer-iee-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=9)

## **I. NEU: § 78 Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage**

Statkraft lehnt Vorschläge zur Anpassung des Bilanzierungsansatzes, dass bei Grünstromprodukten Herkunftsnachweise nur noch für die Differenzmenge beschafft werden müssen, ab.

## **J. Wasserstoff und EEG-Umlage**

Statkraft unterstützt die Bestrebungen der Bundesregierung, grünen Wasserstoff von der EEG-Umlage zu befreien.

Ohne eine Umlage- und Entgeltbefreiung für Grünstrom ist eine für die Kunden wirtschaftliche H<sub>2</sub>-Erzeugung nicht möglich. Die Strombeschaffungskosten tragen mit bis zu 85% zu den Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff bei. Für die Lieferung an einen Elektrolyseur sind hierin nach aktueller Regulierung folgende Kostenelemente enthalten: Grünstrompreis, EEG Umlage, Netzentgelte, Stromsteuer und sonstige Umlagen.

Grüner Wasserstoff sollte schnellstmöglich durch eine komplette Ausweitung der jetzigen Regelung für Stromspeicher auf Energiespeicher von Zusatzkosten (EEG-Umlage, Netzkosten, etc.) befreit werden.

*Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Sonne, Biomasse und Gas, produziert Fernwärme und ist ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt 4.000 Mitarbeiter in 17 Ländern.*

### **Kontakt:**

Claudia Gellert  
Head of Energy Policy  
Statkraft Markets GmbH  
Derendorfer Allee 2a  
40476 Düsseldorf  
claudia.gellert@statkraft.de