

Stellungnahme zum RegE Erneuerbaren-Energien-Gesetz u.a.

Entwurf einer Formulierungshilfe der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen,
Bearbeitungsstand: 22.11.2022 13:10

Nov.

2022



Einleitung

Am 22. November 2022 übermittelte das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) um 13:27 Uhr den *Entwurf einer Formulierungshilfe der Bundesregierung für die Fraktionen der SPD, von Bündnis 90/Die Grünen und der FDP: Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen* – Bearbeitungsstand 22.11.2022, 13:10 (nachfolgend RegE) und gab Gelegenheit zur Stellungnahme bis 23. November 2022 09:30 Uhr.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. versteht den enormen Zeitdruck in der aktuellen Krisenlage, muss die kurze Frist allerdings bemängeln, insbesondere weil der RegE auch Anpassungen u.a. im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (nachfolgend EEG) enthält, von denen wir bisher keine Kenntnis hatten (anders als zum Konzept der Strompreisbremse). Wir behalten uns daher ausdrücklich vor, ggf. zu einzelnen Punkten auch zu einem späteren Zeitpunkt Bewertungen und Vorschläge nachzureichen.

Der BWE bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme im Rahmen der Verbändeanhörung und kommentiert nachfolgend vor allem EEG.

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	2
Artikel 1: Strompreisbremse	3
Artikel 6: Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	4
1 § 36b – Höchstwert Wind an Land und § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA .	4
1.1 § 36b - Höchstwert Wind an Land - Höchstpreisanpassung erforderlich.....	4
1.1.1 Kostenentwicklung Wind an Land	4
1.1.2 Auskömmlichen Vergütungswert am Markt orientieren	5
1.2 § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA – automatische Indexierung einführen	6
1.2.1 Indexierter Höchstwert bei Ausschreibungsaufwurf durch die BNetzA.....	7
1.2.2 Indexierter finaler anzulegender Wert bei Inbetriebnahme	8
1.3 Realisierungsfrist und Pönale aussetzen.....	9
1.4 Auch bereits bezuschlagte Projekte jetzt zur Realisierung bringen	10
2 § 11a – Duldungspflicht für Anschlussleitungen	10
3 § 51 - Negative Preise.....	13

Artikel 1: Strompreisbremse

Die aktuelle Hochpreissituation am Strommarkt ist in erster Linie eine Krise der fossilen Energieträger. Im Zusammenhang mit dem völkerrechtswidrigen russischen Angriff auf die Ukraine sind die Kosten für Gas aber auch andere fossile Energieträger signifikant angestiegen, und belasten Wirtschaft und Gesellschaft. Dies beeinträchtigt das Vertrauen in eine moderate und vorhersehbare Preisentwicklung und führt zu wirtschaftlichen Verwerfungen. Noch ist der Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland nicht weit genug fortgeschritten, um die Auswirkungen dieser Importabhängigkeit abzufedern.

Trotz Krisensituation sollten jedoch keine kurzfristig motivierten Maßnahmen ergriffen werden, die die öffentlichen Haushalte zwar bei der Finanzierung der Strompreisbremse unterstützen, aber durch substantielle Eingriffe das Vertrauen in den Strommarkt und die Sicherheit von Investitionen gefährden. Dies ist für den gesamtgesellschaftlich getragenen und erwünschten schnellen Ausbau der Windenergie kontraproduktiv. Die geplante Abschöpfung von Zufallserlösen direkt am Strommarkt in der im RegE des BMWK ausgeführten Form ist daher nicht zuzuführend.

Die Erneuerbaren Energien sehen sich jedoch in der Verantwortung, in der aktuellen Situation zur Abfederung negativen Auswirkungen der Hochpreissituation auf Wirtschaft und Privathaushalte beizutragen. BWE und BEE sprechen sich daher grundsätzlich für eine steuerliche Abschöpfung eines Teils der Gewinne aus, die aufgrund der unvorhersehbaren Marktentwicklung realisiert wurden. Eine Abschöpfung über realisierte Gewinne lässt der Branche Raum für Investitionen in Erneuerbare Energien, und schafft die Grundlage für einen schnelleren Ausbau in den kommenden Jahren. Zudem blieben hierdurch PPAs und Terminmarkteschäfte unberührt, und der Umfang der Markverwerfungen könnte reduziert werden.

Für die detaillierte BWE-Position zur Umsetzung der Abschöpfung von Zufallserlösen auf dem Strommarkt, über den im RegE des BMWK beschriebenen Ansatz, verweisen wir auf die gemeinsame Position der Erneuerbaren Verbände, die in der Stellungnahme des BEE zu finden ist. Diese wurde dem BMWK im Rahmen der Verbändebeteiligung ebenfalls zugeleitet.

Artikel 6: Erneuerbare-Energien-Gesetz

Nachfolgend nehmen wir zu den Anpassungen im EEG nach RegE Stellung (Reihenfolge nicht chronologisch).

1 § 36b – Höchstwert Wind an Land und § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA

1.1 § 36b - Höchstwert Wind an Land - Höchstpreisanpassung erforderlich

1.1.1 Kostenentwicklung Wind an Land

Der BWE begrüßt den deutlichen Willen der Bundesregierung, den Höchstpreis vor dem Hintergrund aktueller Marktentwicklungen nach oben anzupassen ausdrücklich. Aktuell sieht der RegE an der Stelle noch ein X vor. Die Farge der Höhe der Korrektur nach Oben ist hier aber zentral. Wir bitten daher dringend, nachfolgende Erläuterungen in die Füllung des X einzubeziehen und hier einen auskömmlichen Wert einzusetzen:

Die Septemberrauschreibung für Wind an Land hat sehr deutlich gezeigt, dass Projekte mit dem derzeitigen Marktrahmen nicht wirtschaftlich in die Ausschreibung gehen können. Zur Teilnahme braucht es daher dringend die angemessene Anpassung des Höchstwerts.

Im Einzelnen führen folgende Punkte maßgeblich dazu, dass genehmigte Projekte aktuell nicht an den Ausschreibungen teilnehmen:

1. Die **Gesamtkostensteigerungen zwischen 30 und 40 Prozent** führen dazu, dass im Zusammenspiel mit weiteren Faktoren die Wirtschaftlichkeit der Projekte nicht mehr gegeben ist. WindEurope hat in seinem Bericht „Financing and investment trends – The European wind industry in 2021“ für Deutschland einen Finanzierungsbedarf von 1,5 Mio. Euro/MW festgestellt.¹ Kostentreiber sind die Preise der Windenergieanlagen (WEA) selbst mit einer deutlichen Steigerung im vergangenen Jahr, teils verzehnfachte Vermarktungskosten, die heute bei etwa 3Ct/kWh liegen, sowie höhere Kosten für den Wege- und Kabelbau, die Fundamente der WEA und den Transport. Darüber hinaus gab es sehr starke Preissteigerungen bei Umspannwerken. Die Aufzählung ist dabei nicht abschließend und zeigt einen Ausschnitt der betroffenen Felder. Gleichzeitig ist der Höchstwert von 6 Ct/kWh auf 5,88 Ct/kWh gesunken! Der Höchstwert von aktuell 5,88 Ct/kWh ist zu niedrig, um die Mehrkosten bei WEAs und anderen Komponenten und Gewerken kompensieren zu können und die aktuell hohen Marktwerte sind zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht (mehr) zu erwarten. Dazu kommt die Abschöpfung sogenannter Zufallsgewinne, welche die Branche zusätzlich verunsichern.

¹ Vgl.: WindEurope (2022): Financing and investment trends – The European wind industry in 2021 – [LINK](#).

2. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat bisher von ihrer Kompetenz keinen Gebrauch gemacht, den Höchstwert nach oben zu korrigieren.² Hinzu kommt, dass die von den Herstellern an die Projektierer*innen weitergereichten **Kostensteigerungen aktuell so unvorhersehbar** und kurzfristig sind, dass Projektierer*innen sogar Sorge haben, dass ein im Moment der Gebotsabgabe noch gerade kostendeckendes Gebot nach 30 Monaten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht mehr kostendeckend ist.
3. Neben Einzelaspekten der Projekte ist seit Jahresbeginn 2022 eine **Zinssteigerung** um 300 Prozent zu verzeichnen, die dazu führt, dass sich die Finanzierungsbedingungen in vielen Projekten erheblich verschlechtert haben (höhere Eigenkapitalquote, geringere Kreditlaufzeiten u.a.) Die gestiegenen Zinsen von 3 Prozentpunkten wirken sich so massiv auf die Gesamtkosten aus.
4. Sowohl bei den Windenergieanlage als auch bei anderen Komponenten, wie aktuell beispielsweise Transformatoren für Umspannwerke (UW), gibt es außerdem massive Lieferschwierigkeiten und **sehr lange Lieferzeiten** (UW derzeit rund 24 Monate). Hersteller können daher momentan nicht zusagen, dass innerhalb von 30 Monaten eine Installation bzw. Netzzuschaltung und Inbetriebnahme erfolgen kann bzw. wälzen das Risiko – kommerziell und zeitlich – auf die Projektierer*innen über. Sollte die Realisierungsfrist jedoch nicht gehalten werden können, drohen der Verlust des Zuschlags und zusätzlich die Zahlung der vollen Pönale. Gleiches gilt für beklagte Projekte.
5. Durch die Erlösabschöpfung wird es zu weiterer Zurückhaltung kommen, da sie eine baldige Realisierung unattraktiv macht. Markterlöse, die eine zukünftige Investition in Erneuerbare Energien ermöglichen würde, werden durch die Abschöpfung gedeckelt.

1.1.2 Auskömmlichen Vergütungswert am Markt orientieren

Der aktuelle Höchstpreis ist – wie oben ausgeführt – nicht auskömmlich und bietet keine Investitionssicherheit. Der Bundesverband WindEnergie e.V. schlägt aufgrund der massiv gestiegenen Projektkosten seit Beginn des Krieges Russlands in der Ukraine einen anzulegenden Wert ab dem 01.01.2023 von zwischen 7,64 und 8,23 Ct/kWh für einen 100 % Standort vor³.

Die Spannbreite ergibt sich durch Anwendung des Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte des Statistischen Bundesamtes (2015 = 100)⁴ (nachfolgend: Preisindex) als neuer Höchstwert ab 01.01.2023 wie folgt:

² Vgl. Veröffentlichung der Ausschreibung Dezember 2022

³ Dieser müsste sofort greifen, jedoch ist dem BWE bewusst, dass dies aufgrund der beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt durch die EU nicht realistisch ist.

⁴ Statistisches Bundesamt (2022): Pressemitteilung „Erzeugerpreise September 2022: +45,8 % gegenüber September 2021“ – [LINK](#).

Hintergrund: dieser Preisindex spiegelt die Preisanstiege am Markt, die wiederum für die Verteuerung der Projekte (neben der gestiegenen Kosten der Finanzierung) sorgen.

Der Preisindex belief sich im Monat Januar 2022 vor dem Angriffskrieg auf die Ukraine auf 132,8 Punkte, im Monat September 2022 [aktuell neuester verfügbarer Wert] auf 172,5 Punkte⁵.

Prozentuale Indexsteigerung = $172,5 / 132,8 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexsteigerung = **29,89 Prozent**

Der Höchstwert belief sich im Monat September 2022 auf 5,88 Ct/kWh. Der Preisindex stieg jedoch um 29,89 Prozent bis zum letzten verfügbaren Wert. Der neue Höchstwert (Anpassungen vgl. nachfolgend) sollte daher mindestens **7,64 Ct/kWh** für einen 100 % Standort betragen.

Der Index liefert dabei nur einen Ausschnitt der Treiber der Gesamtkostensteigerung, die bei 30 – 40 Prozent liegt (s.o.). Es ist daher ggf. erforderlich, den Entwicklungen seit Beginn des turbulenten Jahres 2022 umfänglich Rechnung zu tragen und die Investitionskostensteigerung von 40 Prozent abzubilden.

Auf Basis des Höchstwerts aus September 2022 mit 5,88 Ct/kWh ergibt sich unter Berücksichtigung der Investitionskostensteigerung von 40 Prozent ein Wert von **8,23 Ct/kWh**.

Der neue Höchstwert ab dem 01.01.2023 sollte daher zwischen **7,64 – 8,23 Ct/kWh** liegen.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass dieser vorgeschlagene Höchstwert bzw. der Zuschlagswert immer lediglich die Deckung der Projektkosten zur Erlangung der Finanzierung abbildet. Erlöse darüber hinaus am Markt müssen immer möglich sein.

Der im Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen [Bearbeitungsstand: 22.11.2022 08:26] vorgesehene Höchstwert von 7,05 Ct/kWh reicht nicht aus. Die Gründe dafür wurden oben dargestellt.

1.2 § 85a – Anpassung Höchstwert durch BNetzA – automatische Indexierung einführen

Im Rahmen der EEG-Novelle 2022 wurde der Bundesnetzagentur (BNetzA) die Möglichkeit gegeben, den Höchstwert für die Ausschreibung für Wind an Land zu erhöhen, wenn sich in den drei Ausschreibungsrunden vor dem Festsetzungsverfahren abgezeichnet hat, dass der Höchstwert nicht ausreichend ist, oder die Preise für Rohstoffe, die zur Errichtung von WEA eingesetzt werden, um mehr als 15 Prozent gestiegen sind. In beiden Fällen kann die BNetzA die Erhöhung nur einmalig für zwölf Monate durchführen. Die Erhöhung ist auf 10 Prozent gedeckelt.

Nun soll der BNetzA die Möglichkeit zur Erhöhung um 20 Prozent eingeräumt werden. Das begrüßen wir grundsätzlich. Ob dies ausreicht, bleibt abzuwarten.

Der BWE begrüßt die Erkenntnis, dass die bisherige Erhöhung um maximal 10 Prozent nicht ausreicht. Aus Sicht des BWE greift der neue Vorschlag jedoch zu kurz.

⁵ Statistisches Bundesamt (2022): Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte – [LINK](#).

Zum einen kann § 85a EEG in seiner jetzigen Ausgestaltung praktisch erst mit Verzögerungen greifen, zum anderen ist er nicht flexibel genug für kurzfristige Preissteigerungen. Außerdem bleibt zu befürchte, dass die BNetzA bei Hochsetzung des Höchstwertes durch den Gesetzgeber nicht kurzfristig von dieser Ermächtigung gebraucht macht. Hier liegt ein weiteres Problem der Regelung: Es handelt sich nach wie vor um eine „kann“-Regelung. Schon bisher hat die BNetzA den Willen zur Anpassung des Höchstwertes nach oben nicht erkennen lassen und trotz längerem Bestehen der Preiskrise bisher keine Erhöhung durchgeführt.

1.2.1 Indexierter Höchstwert bei Ausschreibungsaufwurf durch die BNetzA

Daher schlägt der BWE eine automatische Indexierung des Höchstpreises vor. Der Höchstwert sollte automatisch entsprechend der Indexentwicklung bis zur Bekanntgabe Ausschreibung durch die BNetzA gemäß § 29 EEG2021 steigen oder sinken. Hier könnte mit dem oben beschriebenen Preisindex operiert werden, der seit Beginn des Angriffskrieges Russlands nochmal deutlich gestiegen ist.

Die nachfolgenden Beispiele sind dabei denkbar *[nachfolgend wird zur Veranschaulichung mit 8,23 Ct/kWh gerechnet.]*:

1. Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat September 2022 auf 172,5 Punkte und im Monat März 2023⁶ zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Ausschreibungsrunde Mai 2023 durch die BNetzA auf (fiktiv) 140 Punkte.

Prozentuale Indexverringernung = $140 / 172,5 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexverringernung = minus 18,84 Prozent

Der Ausgangswert nach 1.1.2 beläuft sich auf 8,23 Ct/kWh (s.o.). Dieser sinkt entsprechend dem Preisindex um 18,84 Prozent, sodass die BNetzA einen Höchstwert von 6,68 Ct/kWh für die Ausschreibungsrunde 01. Mai 2023 bekannt gibt (18,84 Prozent von 8,23 Ct/kWh sind 1,55 Ct/kWh = $8,23 \text{ Ct/kWh} - 1,55 \text{ Ct/kWh} = 6,68 \text{ Cent}$).

2. Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat September 2022 auf 172,5 Punkte und im Monat März 2023 zum Zeitpunkt der Bekanntgabe der Ausschreibungsrunde Mai 2023 durch die BNetzA auf (fiktiv) 180 Punkte.

Prozentuale Indexsteigerung = $180 / 172,5 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexsteigerung = 4,35 Prozent

Der Ausgangswert nach 1.1.2 beläuft sich auf 8,23 Ct/kWh (s.o.). Dieser steigt entsprechend dem Preisindex um 4,35 Prozent, sodass die BNetzA einen Höchstwert von 8,59 Ct/kWh für die Ausschreibungsrunde 01. Mai 2023 bekannt gibt (4,35 Prozent von 8,23 Ct/kWh sind 0,36 Ct/kWh = $8,23 \text{ Ct/kWh} + 0,36 \text{ Ct/kWh} = 8,59 \text{ Cent}$).

⁶ Bekanntgabe durch BNetzA 5-8 Wochen vor der Ausscheidungsrunde

3. Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat September 2022 auf 172,5 Punkte und im Monat März 2023 zum Zeitpunkt Bekanntgabe der Ausschreibungsrunde Mai 2023 durch die BNetzA auf (fiktiv) 120 Punkte.

Prozentuale Indexverringernung = $120 / 172,5 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexverringernung = minus 30,43 Prozent

Der Ausgangswert nach 1.1.2 beläuft sich auf 8,23 Ct/kWh (s.o.). Dieser sinkt entsprechend dem Preisindex um 30,43 Prozent, sodass die BNetzA einen Höchstwert von 5,73 Ct/kWh für die Ausschreibungsrunde 01. Mai 2023 bekannt gibt (30,43 Prozent von 8,23 Ct/kWh sind 2,50 Ct/kWh = $8,23 \text{ Ct/kWh} - 2,50 \text{ Ct/kWh} = 5,73 \text{ Cent}$).

Der anzulegende Wert wäre damit unter den derzeitigen Höchstwert von 5,88 Ct/kWh gesunken. Wie oben dargestellt, bildet der Index die Preissteigerungen nicht gesamtheitlich ab. Schon vor Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine war der Höchstwert von 5,88 Ct/kWh gerade so in einigen Projekten nicht mehr ausreichend. Dieser sollte daher in keinem Fall unterschritten werden dürfen. Die 5,88 Ct/kWh sollten als minimaler Höchstwert fixiert werden. Durch die COVID-19-Pandemie hatte der Index im Januar 2022 bereits einen vergleichsweise hohen Stand erreicht (105,3 Januar 2020 → 132,8 Januar 2022), der sich seitdem noch einmal verschärft hat. Vor diesem Hintergrund kann der Indexstand vom Januar 2020 nicht als Basislinie gelten. Ein Unterschreiten des aktuellen Höchstwerts von 5,88 Ct/kWh würde die Umsetzung von Projekten erneut verhindern.

1.2.2 Indexierter finaler anzulegender Wert bei Inbetriebnahme

Der durch die Ausschreibung erzielte Zuschlagswert selbst muss bei den aktuell dynamischen Kostensteigerungen auch zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch nach oben angepasst werden können. Denn die Hersteller geben gestiegene Kosten auch nach erteiltem Auftrag bis Inbetriebnahme über die Lieferverträge an die Projektierer*innen weiter. Das könnte im schlimmsten Fall dazu führen, dass zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der anzulegende Wert wieder nicht reicht. Hier schlagen wir die gleiche Kopplung wie unter **1.2.1** vor, wobei der Anknüpfungspunkt für den Ausgangsindexwert der Zeitpunkt der Zuschlagsbekanntgabe im Vergleich zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ist (nachfolgend: finaler anzulegender Wert).

Eine Anpassung nach unten darf allerdings nicht erfolgen, da aufgrund des Zuschlagswertes nach 1.2.1 die Aufträge an die Hersteller erteilt, der Cashflow festgelegt und die Projektfinanzierung mit der finanzierenden Bank vereinbart wurde.

Fiktives Beispiel:

Der Preisindex beläuft sich im Monat Juni 2023 zum Zeitpunkt der Zuschlagsbekanntgabe auf 140 Punkte und im Monat November 2024 zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme auf 155 Punkte.

Prozentuale Indexsteigerung = $155 / 140 \times 100 - 100$

Prozentuale Indexsteigerung = 10,71 Prozent

Der bekanntgegebene Zuschlagswert im Juni 2023 (Ausschreibungsrunde 01. Mai) beläuft sich fiktiv auf den Höchstwert im 1. fiktiven Beispiel von 6,68 Ct/kWh (vgl. oben unter 1.2.1. 1. fiktives Bsp.). Der finale anzulegende Wert steigt entsprechend dem Preisindex um 10,71 Prozent zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme, sodass die Projektiererin vom Netzbetreiber am Ende einen anzulegenden Wert von 7,40 Ct/kWh erhält.

1.3 Realisierungsfrist und Pönale aussetzen

Wie unter 1.1.1 dargestellt, führen die Störungen in der Lieferkette weiterhin zu einer Beeinträchtigung bei der Verfügbarkeit von einzelnen Komponenten rund um Windenergie-Projekte. Das führt zu einer großen Unsicherheit mit Blick auf die Realisierungsfristen von maximal 30 Monaten und die Pönale, welche bereits ab 24 Monaten zu zahlen ist. Genehmigte Projekte gehen nicht in die Ausschreibung, weil sie nicht sicher sein können, rechtzeitig fertig zu werden.

Aus diesem Grund setzt sich der BWE für eine befristete Aussetzung der Pönale und der Realisierungsfristen für die Ausschreibungsrunden der nächsten beiden Jahre ein. Der Zweck der Pönale war es, die Ernsthaftigkeit der Gebote zu sichern, sodass nur solche ernsthaften Gebote einen Zuschlag erhalten können. Nichternsthafte Gebote sollten im Rahmen eines Wettbewerbes bei überzeichneten Ausschreibungen ernsthaften Geboten keinen Zuschlag streitig machen und dann am Ende nicht realisiert werden. Dies ist vor dem aktuellen Hintergrund der chronisch unterzeichneten Ausschreibungen und der vom Gesetzgeber durch das EEG 2023 geplanten großen Ausschreibungsmengen kein legitimer Zweck mehr. Aktuell hindert die Pönale an der Ausschreibungsteilnahme, insbesondere vor dem Hintergrund der Unsicherheiten durch Lieferkettenprobleme und die starre Projektrealisierungsfrist innerhalb von 30-Monaten.

Eine Rückgabe des Zuschlags sollte daher möglich sein. Dass ein Projekt nach Teilnahme an der Ausschreibung nicht umgesetzt werden kann, bleibt trotz auskömmlicher Finanzierung denkbar, etwa bei erfolgreicher Klage gegen die Genehmigung. Der BWE schlägt daher vor, die Gültigkeit des Zuschlags an die Gültigkeit der bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung zu binden. Sofern diese verfällt (in der Regel sind die Windenergieanlagen nach der Genehmigung innerhalb von 2 Jahren zu errichten, bevor die Genehmigung verfällt), sollte eine Mitteilung an die BNetzA ausreichend sein, dass keine immissionsschutzrechtliche Genehmigung mehr vorliegt und der Zuschlag zurückgegeben wird. Das befreit die Fläche und ermöglicht gegebenenfalls eine neue Projektierung. Davon unbenommen bleibt die Möglichkeit der Antragsstellenden, die Genehmigung zu verlängern und den Zuschlag zu behalten.

Sollte die Realisierungs- und Pönalefrist nicht ausgesetzt werden, muss diese deutlich verlängert werden. Wichtig ist hier, dass auch die Pönalefrist verlängert werden muss. Dies wurde bisher bei den EEG-Novellen versäumt, lediglich die Realisierungsfrist wurde angepasst. Dies hat unter anderem zu der Zurückhaltung in der Ausschreibungsrunde September geführt.

Ohne zeitweise Aussetzung oder zumindest Anpassung der Realisierungs- und Pönalefristen wird die Korrektur des Höchstwertes allein nicht den gewünschten Effekt der Entfesselung der genehmigten Projekte und der Steigerung der Teilnahme an den Ausschreibungen haben.

1.4 Zur Absicherung des Zinsniveaus: KfW-Zinsprogramm anpassen

Gleichzeitig zu den oben beschriebenen Preissteigerungen erleben wir, dass die - sicher richtige - Reaktion der Notenbanken zur Bekämpfung der Inflation, seit Jahresbeginn einen Zinsschub ausgelöst hat, der in vielen Projekten zu einer Neukalkulation führt.

Auftrag der KfW ist es, die Bundesregierung bei der Erreichung der Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien zur Strom- und Wärmeerzeugung zu unterstützen. Dafür hat sie in den vergangenen Jahren zinsgünstige KfW-Förderkredite bereitgestellt. Um das Tempo der Energiewende zu dynamisieren und die Teilhabe aller Akteursgruppen zu sichern, sollte die KfW den Zinssatz im KfW-Programm Erneuerbare Energien "Standard" für die kommenden fünf Jahre auf dem Niveau vom 01.01.2022 festschreiben.

Kann dies nicht erreicht werden, sind die Auswirkungen auf die Gesamtinvestitionskosten bei steigendem Zins zu überprüfen.

1.5 Auch bereits bezuschlagte Projekte jetzt zur Realisierung bringen

Auch bereits bezuschlagte Projekte stehen momentan vor dem Problem, dass aufgrund der Lieferzeiten die Realisierungsfristen zu reißen drohen und die Kostensteigerungen Probleme bei der Wirtschaftlichkeit verursachen.

Die Forderung nach einer Lösung für diese Projekte ist jetzt dringender denn je.

Die Projektierer*innen sollten hier die Wahl zwischen einer der beiden Optionen haben:

- entweder sie lassen den Zuschlag entwerten, ohne auf den Ablauf der Realisierungsfrist warten und Pönale zahlen zu müssen und nehmen stattdessen die neue Regelung in Anspruch, oder
- sie werden von der Realisierungsfrist und Pönale befreit.

2 § 11a – Duldungspflicht für Anschlussleitungen

Viele unserer Mitglieder berichten von laufenden Klageverfahren sowohl gegen Gemeinde als auch gegen private Grundstückseigentümer*innen zur Frage der Nutzung von Grundstücken für die Anschlussleitungen.

Der BWE begrüßt daher ausdrücklich, den Vorstoß des Gesetzgebers, die Verlegung von Anschlussleitungen zu ermöglichen und der Blockade und Verteuerung der Projekte durch einzelne Grundstückseigentümer*innen entgegenzuwirken.

Die im RegE enthaltene neue Regelung eines § 11a EEGneu sollte jedoch mindestens wie folgt angepasst werden (neuer Text in **fett** / Alternativvorschläge sind gekennzeichnet):

§ 11a Duldungspflicht für Anschlussleitungen

Absatz 1:

(1) Der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte eines Grundstückes haben auf dem Grundstück die Errichtung, **Verlegung, Instandhaltung, Instandsetzung, Erneuerung** und den Betrieb [mindestens: das Anbringen und Verlegen von Leitungen] von **elektrischen Leitungen sowie Steuer- und Kommunikationsleitungen (Leitungen)** und sonstigen Einrichtungen zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 bis 3 zu dulden. Der Betreiber **dieser Leitungen sowie vom Betreiber beauftragte Dritte sind ist** berechtigt, das Grundstück zu diesem Zweck zu betreten und zu befahren. Der Betreiber darf in der Regel nur die Grundstücke nutzen, die erforderlich sind, um den wirtschaftlich günstigsten Anschluss zu errichten. Die **Duldungspflicht** besteht nicht, wenn dadurch die Nutzung des Grundstückes unzumutbar beeinträchtigt wird. Bei Leitungen zum Anschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 2 gilt die Pflicht nur gegenüber Gemeinden. Die Leitungen und sonstigen Einrichtungen werden keine wesentlichen Bestandteile des Grundstückes im Sinne des § ~~95~~ **94** Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuches, **sondern sind Scheinbestandteil im Sinne des § 95 Absatz 1 des Bürgerlichen Gesetzbuchs.**

Der Nutzungsberechtigte ist in der Gesetzgebung weiter konkretisiert⁷. Hier wird der land- oder forstwirtschaftliche Pächter der Grundstücke als Beispiel aufgeführt. Es dürfte hiernach nicht nur der landwirtschaftliche Pächter gemeint sein, sondern „Nutzungsberechtigte“ im weiteren Sinne. Hier sollten alle Personen umfasst sein, die von den Leitungen in ihrem Recht beeinträchtigt sind:

Dafür spricht auch der Wortlaut des § 1018 Bürgerliches Gesetzbuch (BGB). Grunddienstbarkeit spricht von „Grundstück in einzelnen Beziehungen benutzen darf“. Der Wortlaut § 1030 für Nießbrauch lautet: „berechtigt ist, die Nutzungen der Sache zu ziehen“. Nach dem Wortlaut dieser Normen sind also gerade die Berechtigten der §§ 1018, 1030 BGB „Nutzungsberechtigte“. Auch der Zweck des Gesetzes spricht dafür. Dieser ist die effektive Durchsetzung der Interessen der Betreibenden von erneuerbaren Energien – in diesem Fall durch das Verlegen und Nutzen von Anschlussleitungen. Dahinter haben die Individualinteressen anderer am Grundstück Berechtigter zurückzutreten. Damit die Durchsetzung tatsächlich gelingt, müssen alle Interessen jeglicher Art zurücktreten (und nicht nur die der landwirtschaftlichen Pächter). Falls diese nicht zur Duldung verpflichtet sind, liefe die Norm leer. Wir schlagen vor, dass diese Aufzählung in der Gesetzgebung ergänzt wird:

Zur Duldung verpflichtet ist neben dem Grundstückseigentümer auch der Nutzungsberechtigte, **wie zum Beispiel hierzu zählen insbesondere aber nicht ausschließlich** land- oder forstwirtschaftliche Pächter der Grundstücke, **Inhaber beschränkter persönlicher Dienstbarkeiten, sonstige Nießbrauchsberechtigte und alle Personen, die von den Leitungen in ihrem Recht beeinträchtigt sind.**

Die Ergänzung des „Errichtung, Instandhaltung und Betrieb“ dient der Klarstellung, welche weiteren Tätigkeiten von der Duldungspflicht umfasst sind. Zumindest könnte sich an § 12 NAV orientiert werden, wonach das Anbringen und Verlegen von Leitungen zu dulden ist.

⁷ S. 147 zu Nummer 2 des RegE

Absatz 2:

- (2) *Hat der Grundstückseigentümer die Nutzung des Grundstücks nach Absatz 1 zu dulden, zahlt der Betreiber dem Grundstückseigentümer bei Inbetriebnahme der Leitung einmalig 5 Prozent des Verkehrswertes der **von der Leitungsverlegung** in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche, **welche von einer Bebauung freizuhalten sind. Der Betreiber hat dem Eigentümer einen Bestandsplan zur Verfügung stellen, aus dem sich der Verlauf und die Schutzstreifen der verlegten Leitungen ergeben. Die Schutzstreifenfläche darf maximal [X m] auf jeder Seite der Leitungssachse in Anspruch nehmen.** Schadensersatzansprüche des Grundstückseigentümers und des Nutzungsberechtigten bleiben unberührt.*

Nach unserem Verständnis sind Schutzstreifen von einer Bebauung freizuhalten. Wir schlagen daher die ergänzende Erläuterung am Ende von Satz 1 vor.

Um sicherzustellen, dass Eigentümer*innen Absatz 3 erfüllen können, sollte eine Verpflichtung der Betreibenden aufgenommen werden, den Eigentümer*innen einen Bestandsplan zur Verfügung stellen. Außerdem sollte der Umfang der Schutzstreifen definiert werden. Hier reichen wir nach Rücksprache in der Mitgliedschaft noch einen Wert nach.

Absatz 3

- (3) *Der Grundstückseigentümer und der Nutzungsberechtigte sind verpflichtet, alle Maßnahmen zu unterlassen, die den Bestand oder den Betrieb der Leitungen **und sonstigen Einrichtungen** gefährden oder beeinträchtigen. Der Grundstückseigentümer kann, **ohne dass die Duldungspflicht nach Absatz 1 Satz 4 entfällt**, die **Umverlegung** ~~Verlegung~~ der Leitung verlangen, wenn die **Lage der Leitungen** an der bisherigen Stelle für ihn **oder den nach Beginn der Grundstücksnutzung nach Absatz 1 hinzutretenden Nutzungsberechtigten** nicht mehr zumutbar ist **und er dies nachweist**. [alternative Neuformulierung des Satzes: Wird die Nutzung der Grundstücke durch die Lage der Leitungen zu einem späteren Zeitpunkt unzumutbar beeinträchtigt, so können der Eigentümer oder der Nutzungsberechtigte die Umverlegung der Leitungen verlangen.] **Der Betreiber und der Grundstückseigentümer tragen trägt die Kosten der Umverlegung**~~Verlegung~~**-hälftig.***

Die Ergänzungen in Satz 1 dienen lediglich dem besseren Verständnis der Norm. Die Ergänzung am Ende stellt klar, dass die Unzumutbarkeit der Lage der Leitung durch die Grundstückseigentümer*innen nachzuweisen ist.

Ferner ergänzen wir den Umverlegungsanspruch dahingehend, dass auch eine Unzumutbarkeit der Lage der Leitungen auch für den Nutzungsberechtigten den Anspruch auf Umverlegen auslösen kann, wenn dieser Nutzungsberechtigte bereits zum Zeitpunkt der ursprünglichen Inanspruchnahme des Grundstücks durch den Leitungsbetreibenden nach Absatz 1 die Rechte an dem Grundstück innehatte. Dieser sollte gestellt sein wie die Eigentümer*innen, da sie/er sich nicht für Nutzung eines mit Duldungsrechten zur Leitungsverlegung belasteten Grundstücks entschieden hat. Bei einem Nutzungsberechtigten, der später hinzukommt, sollte dies hingegen nicht gelten.

Außerdem halten wir hier eine Kostenteilung für angemessen.

Absatz 4

- (4) Wird der Betrieb der Leitungen **dauerhaft** eingestellt, so **hat haben** der Eigentümer und der Nutzungsberechtigte die auf dem Grundstück befindlichen Einrichtungen noch drei Jahre unentgeltlich zu dulden, es sei denn, dass **ihm ihnen** dies nicht zugemutet werden kann. Der Betreiber hat dem Grundstückseigentümer die dauerhafte Betriebseinstellung unverzüglich anzuzeigen. **Dauerhaft eingestellt ist der Betrieb insbesondere, wenn der Betrieb der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien dauerhaft eingestellt und diese auch nicht immer Sinne einer Repowerings ersetzt wurde. Der Betreiber hat die Leitungen und sonstigen Einrichtungen nach der dauerhaften Einstellung des Betriebs auf seine Kosten zu beseitigen.**

Wichtig ist hier die Ergänzung, dass der Betrieb dauerhaft und nicht nur vorübergehend eingestellt wird. Dies ist für Repowering-Projekte von Bedeutung. Außerdem sollte eine Beseitigungspflicht unter Kostentragungslast der Betreiber*innen der Leitungen aufgenommen werden. Redlich wäre im Übrigen, eine Definition der Stilllegung aufzunehmen, die auch die Eigentümer*innen nachweisen können. Andernfalls verbleiben die Leitungen ohne Anzeige der Betreibenden der Leitungen auf dem Grundstück.

Absatz 5

- (5) Für die Durchsetzung des Anspruches des Betreibers findet § 83 Absatz 2 entsprechende Anwendung.*

Zu Absatz 5 haben wir keine Anpassungsvorschläge.

3 § 51 - Negative Preise

Seit der ursprünglichen Einführung der 6h-Regelung mit dem EEG 2014 (§ 24) und der aktuell gültigen 4-h-Regelung erhalten Anlagenbetreibende keinerlei Marktprämie für Zeiträume bei negativen Preisen am Spotmarkt, wenn der Spotmarktpreis für die Dauer von mindestens vier (EEG 2014: sechs) aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist.

Der BWE hat nicht nur in seiner letzten, sondern auch in den vorherigen Stellungnahmen⁸ dazu deutlich gemacht, dass hierdurch die Wirtschaftlichkeit vieler Windenergieprojekte stark gefährdet ist. Auch das bisherige Marktgeschehen seit der Einführung beweist, dass zum einen durch diese Regelung negative Preise nicht verhindert werden und zum andern, dass seit Bestehen der Regelung die Zeiten negativer Preise noch weiter zugenommen haben. Durch den geplanten massiven Zubau der Erneuerbaren wird sich das Problem weiter verschärfen, insb. in den Mittagsstunden mit hoher PV Einspeisung. Auch im Herbst 2022 hat es trotz grundsätzlich hoher Strompreise Momente mit negativen Spotmarktpreisen gegeben. Diese Volatilität des Marktgeschehens wird weiter zunehmen.

Bereits in der zitierten letzten [Stellungnahme des BWE zum sog. Osterpaket](#) hat der BWE konzediert, dass die grundsätzliche Förderung bei negativen Preisen durch europäische Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen („KUEBLL“) schwer vereinbar ist. Daher hatte der BWE

⁸ BWE (2022): Stellungnahme zum RefE des BMWK zum sog. Osterpaket – [LINK](#).

gefordert, dass strukturell das zukünftige Marktdesign und der entsprechende Förderrahmen dieser Herausforderung für die Betreibenden Rechnung tragen muss, bevor die Regelung zur Verringerung des Zahlungsanspruches aus dem EEG bei negativen Strompreisen weiter verschärft wird.

Im Rahmen der BEE-Studie⁹ zum zukünftigen klimaneutralen Strommarktsystem wurden zahlreiche Vorschläge zur Flexibilisierung und zur Senkung von Systemkosten unterbreitet. Insbesondere könnte kurzfristig durch eine Reform von Abgaben und Umlagen ein Rahmen für die anderweitige Nutzung von Grünstrom geschaffen und somit der Markt entlastet werden. Der BWE bedauert, dass im vorliegenden Entwurf die Chance verpasst wurde, Grünstrom wirtschaftlich sinnvoll aus diesen temporär ungeförderten Anlagen in den betreffenden, zukünftig noch häufiger auftretenden Zeiträumen abgaben- und umlagefrei sowie standortnah zwischenzuspeichern oder in andere Energieträger umwandeln zu können. So kann das Potential der installierten Erzeugungsleistung Erneuerbarer Energien weiterhin nicht vollständig genutzt werden.

Mit dem im Entwurf angedachten zukünftigen sukzessiven generellen Wegfall der Förderung bei negativen Strompreisen nach §51 Absatz 1 am Spotmarkt **ohne** gleichzeitig die sinnvollen oben genannten Anpassungen vorgenommen zu haben, bleiben leider weiterhin systemnotwendige Flexibilitäten von Erneuerbaren Energieanlagen ungenutzt. Bis grundsätzliche Fragen hinsichtlich der Schaffung notwendiger Flexibilitäten geklärt sind, fordert der BWE, dass Neuanlagen von der gleichen Regelung wie im EEG 2023 profitieren können – einer 4-h-Regelung – damit die Betriebswirtschaftlichkeit nicht noch stärker gefährdet wird. Zusätzlich sollte eine weitere Aufteilung der Regelung in verschiedene Inbetriebnahmejahre auch aus bürokratischen Gründen vermieden werden. Die Anpassungen des § 51 im RegE sind daher zu streichen und die Ergebnisse der Plattform Strommarktdesign abzuwarten.

⁹ BEE (2021): Strommarktdesignstudie – [LINK](#).



Bundesverband WindEnergie

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Pixabay/Nikolaus Bader

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.

Den Eintrag des BWE finden Sie [hier](#).

Ansprechpartner*in

Philine Derouiche
Leiterin Justizariat
p.derouiche@wind-energie.de

Mirko Moser-Abt
Head of European Affairs
Teamleiter Politik
m.moser-abt@wind-energie.de

Datum

23. November 2022