Positionspapier

BWE
Bundesverband WindEnergie

Maßnahmenplan Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 20 Jahren / 20+

Revision 1
Juli
2020



BWE
Bundesverband WindEnergie

Impressum
Bundesverband WindEnergie e.V.
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto
Adobe Stock/SePp

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.

Ansprechpartner
Georg Schroth
Leiter Abteilung Energiepolitik
g.schroth@wind-energie.de

Sonja Hemke
Leiterin Abteilung Fachgremien
s.hemke@wind-energie.de

Datum
Revision 1. Juli 2020

Inhaltsverzeichnis

I. Einleitung 4
II. Rahmenbedingungen 5
III. Vorschläge des BWE 7
IV. Fazit 11

I. Einleitung

Die Bundesregierung hat sich in ihrem Koalitionsvertrag darauf verständigt, den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von heute rund 43 Prozent auf 65 Prozent im Jahr 2030 zu erhöhen. Dieses Ziel hat sie in ihren Eckpunkten für das Klimaschutzprogramm 2030 bekräftigt und im EEG verankert.

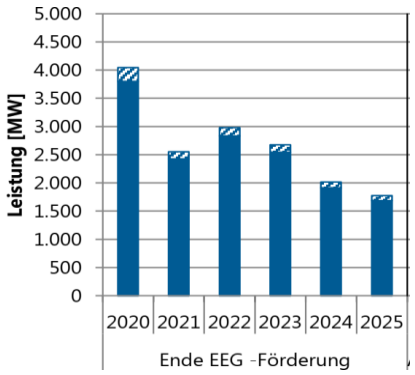
Der Ausbau der Windenergie an Land wird beim Erreichen der nationalen Energie- und Klimaziele eine zentrale Rolle spielen. Die aktuellen Ausbauzahlen[1] und massiven Unterzeichnungen bei den Ausschreibungen lassen dieses Ziel jedoch in weiter Ferne rücken. Es bedarf deutlich größerer Anstrengungen.

Im Sinne einer effizienten Flächennutzung hat für den BWE der Ersatz alter durch neue Windenergieanlagen auf bestehenden, infrastrukturell gut erschlossenen und akzeptierte Flächen erste Priorität. Dafür braucht es erleichterte und flexiblere Regelungen für das Repowering, wie sie u.a. die Europäische Union einfordert. Es sollten zunächst alle Möglichkeiten des Repowering ausgeschöpft werden. An Standorten ohne Repoweringoption – etwa, weil die Flächen außerhalb heute definierter Vorranggebiete liegen oder aufgrund restriktiver planungs- und genehmigungsrechtlicher Regelungen – ist der Weiterbetrieb die einzige Möglichkeit zur weiteren Nutzung der Fläche und der dort bestehenden Infrastruktur für Windenergie. Bei der Kategorisierung nicht-repoweringfähiger Standorte sollten auch die umliegenden Flächenpotentiale einbezogen werden, etwa wenn erst durch einen Rückbau bestehender Anlagen umliegende Flächen für die Windenergie nutzbar werden.

Wo die überarbeitete Konzentrationsflächenplanung es nicht möglich macht, in ein Repowering einzusteigen, ist der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach dem Ende der EEG-Vergütung anzustreben und energiewirtschaftlich geboten. Gelingt dies nicht, besteht die Gefahr, dass es in Deutschland in den Jahren 2021ff. zu einem negativen Zubau von Windenergieleistung kommt. Ein Rückgang der installierten Kapazität ist allerdings sowohl mit Blick auf die Versorgungssicherheit Deutschlands als auch hinsichtlich der Klimaschutzziele der Bundesregierung absolut zu vermeiden.

Auch mit der fortschreitenden Dekarbonisierung der Industrie benötigen wir schon bis 2030 immer mehr Strom aus Erneuerbaren Energien, weshalb auch hier ein Weiterbetrieb und ein starker Zubau mehr als nötig sind.

Bestandsanlagenleistung mit auslaufender EEG-Vergütung[2]



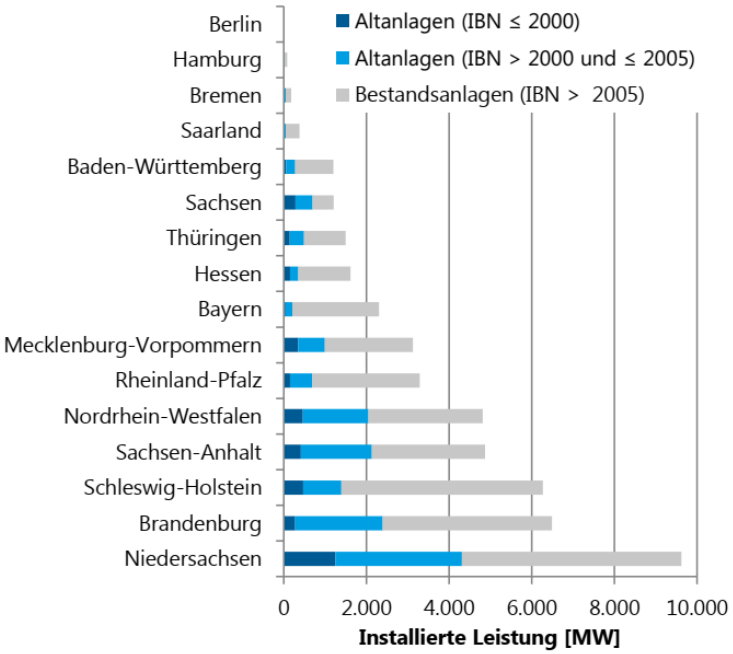
[1] Deutsche WindGuard (2020): Status des Windenergieausbaus in Deutschland. Jahr 2019, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2020/Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_-_Jahr_2019.pdf

[2] Deutsche WindGuard (2017): Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, S. 7, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb-von-wea-nach-2020-v3c.pdf

II. Rahmenbedingungen

Mit Ablauf des Jahres 2020 verlieren alle Windenergieanlagen, die bis einschließlich 31.12.2000 installiert wurden, ihren Vergütungsanspruch nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Dies betrifft zum 01.01.2021 eine Gesamtleistung von 3.800 bis 4.000 Megawatt (MW). Bis Ende 2025 folgen jährlich weitere 2.300 bis 2.400 MW, also insgesamt rund 16.000 MW Leistung.

Kumulierte installierte Leistung der Bestandsanlagen nach Bundesländern[3]



Anlagen, die nicht ersetzt werden können und sich wirtschaftlich nicht rechnen, werden sukzessive ersatzlos zurückgebaut. CO_2-freie Stromerzeugung, installierte Leistung und Flächen gingen so für die Nutzung der Windenergie verloren, oft gerade dort, wo sie besonders akzeptiert ist. Technisch ist ein Weiterbetrieb nach einer positiven Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (BPW)[4] häufig für fünf bis zehn Jahre möglich.

Wirtschaftlich sind die Betreiber darauf angewiesen, dass sie ihre Betriebskosten[5] aus den Erlösen am Markt erwirtschaften können. Insbesondere für kleinere Anlagen (bis ungefähr 1 MW), die rund 50 bis 60 Prozent der bis einschließlich dem Jahr 2000 errichteten Leistung ausmachen, ist nicht verlässlich feststellbar, dass diese ihren Strom zu auskömmlichen Preisen vermarkten können. Im Rahmen einer Umfrage unter Anlagenbetreibern hat die Fachagentur Windenergie an Land[6] analysiert, dass Windenergieanlagen der

[3] Deutsche WindGuard (2017), Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, S. 11., https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb-von-wea-nach-2020-v3c.pdf.

[4] BWE (2017): Grundsätze für die Durchführung einer Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (BPW) an Land, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/arbeitskreise/weiterbetrieb/Grundsaetze_Weiterbetrieb_04.2017_V6.3_final.pdf.

[5] Deutsche WindGuard (2017): Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb-von-wea-nach-2020-v3c.pdf.

[6] Fachagentur Windenergie an Land (2018): Was tun mit Windenergieanlagen nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende, https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf.

Leistungsklasse unter einem Megawatt im Durchschnitt Weiterbetriebskosten von 4,6 Cent/kWh aufweisen, wobei die Streuung in dieser Gruppe besonders stark ausgeprägt ist. Dies zeigt, dass für viele Betreiber ein planbarer wirtschaftlicher Weiterbetrieb äußerst schwierig bleibt.

Verschärft hat sich die Situation durch die aktuelle Corona-Krise. Durch gesunkene Börsenstrompreise von z.T. unter 2 ct/kWh am Spotmarkt[7] ist davon auszugehen, dass für viele Altanlagenbetreiber ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb nach dem 31.12.2020 nicht möglich sein wird.

Eine Reihe von bereits bestehenden Möglichkeiten für den Weiterbetrieb sowie rechtlichen Hürden sind im BWE-Leitfaden „Eigenversorgung, Direktlieferung, Power-to-X und Regelenergie – sonstige Erlösoptionen außerhalb des EEG“[8] aufgezeigt. Im BWE-Leitfaden „Ansprüche aus dem EEG für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch“[9] wird erläutert, welche Ansprüche für die Vermarktung von Windstrom nach Vergütungsende aus dem EEG fortbestehen (z.B. bei Einspeisemanagement). Zusätzlich hat der BWE im September 2019 eine 20+-Checkliste für die Vertragsgestaltung der Direktvermarktung von Windstrom aus Anlagen[10], die keine EEG-Vergütung mehr erhalten, bereitgestellt.

Insgesamt ist klar, dass nur faire gesetzliche Rahmenbedingungen dafür sorgen können, dass Betreiber von Anlagen im Weiterbetrieb sich als Marktakteure behaupten, neue Marktsegmente erschließen und Innovationen, etwa im Bereich der Sektorenkopplung, tatsächlich nutzen können.



[7] Im Februar, März, April und Mai 2020 lagen die Wert unter 2ct/kWh siehe: https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte

[8] BWE (2018): Eigenversorgung, Direktlieferung, Power-to-X und Regelenergie – sonstige Erlösoptionen außerhalb des EEG, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/20180115-erloesoptionen-ausserhalb-des-eeg.pdf.

[9] BWE (2017): Ansprüche aus dem EEG für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch, https://www.wind- energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/beiraete/juristischer- beirat/Anspruche_aus_dem_EEG_fu r_Windenergieanlagen_ohne_Fo rderanspruch_web.pdf.

[10] BWE (2019): Checkliste: Direktvermarktungsverträge bei 20+ Anlagen, http://publikationen.windindustrie-in-deutschland.de/checkliste-direktvermarktungsvertrage-bei-20-anlagen/62920974.

III. Vorschläge des BWE

Um den wirtschaftlichen Weiterbetrieb von Windenergieanlagen auch nach Auslaufen der EEG-Vergütung zu ermöglichen, schlägt der BWE folgende Maßnahmen vor:

1. Der Ersatz alter durch neue Windenergieanlagen auf bestehenden, infrastrukturell gut erschlossenen und akzeptierten Flächen: **das Repowering- hat für den BWE erste Priorität**. Denn Ziel ist ein moderner Anlagenpark mit hoch effizienten Windenergieanlagen. Dafür braucht es erleichterte und flexiblere Regelungen für das Repowering wie sie u.a. die Europäische Union und im Juni 2020 auch die Ministerpräsidentenkonferenz und der Bundesrat einfordern. Denn mit Windenergie bebaute Flächen haben, nach 20 Jahren Betrieb, genau die Akzeptanz und Bürgerbeteiligung, die sich heute in neuen Flächen erst schwer aufbauen lässt.

Der BWE zeigt im Leitfaden „Regionalplanung und Repowering- Planerische Gestaltungsmöglichkeiten“[11] die Handlungsspielräume für die zuständigen Planungsbehörden auf, die genutzt werden müssen, um Repowering einen angemessenen Stellenwert einzuräumen.

An Standorten ohne Repoweringoption – etwa, weil die Flächen außerhalb heute definierter Vorranggebiete liegen oder aufgrund restriktiver planungs- und genehmigungsrechtlicher Regelungen – ist dann der Weiterbetrieb die einzige Möglichkeit zur weiteren Nutzung der Fläche und der dort bestehenden Infrastruktur für Windenergie.

Der Weiterbetrieb kann dabei auch eine Brücke für das Repowering sein, wenn dieses erst in einigen Jahren möglich ist. Volkswirtschaftlich und ökologisch ist es sinnvoll, dass auch solche Altanlagen so lange grünen Strom produzieren, bis das Repowering genehmigt und umgesetzt ist.

Es sollten zunächst alle Möglichkeiten des Repowering ausgeschöpft werden.

2. Die **Einführung einer wirksamen, alle Sektoren umfassenden CO_2-Bepreisung** bietet nicht nur die Chance, die tatsächlichen Kosten der Energieversorgung gerecht abzubilden, sondern verbessert auch die Vermarktungserlöse von Windstrom an der Strombörse und somit die Chancen auf einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb. Da der Ausstoß von klimaschädlichem CO2 derzeit nur in geringem Maße Bestandteil des Strompreises ist, können saubere, CO2-freie Technologien wie Windenergie ihren größten Wettbewerbsvorteil nicht ausspielen und werden so permanent strukturell benachteiligt. Erst ein angemessen hoher CO2-Preis kann einen fairen Wettbewerb schaffen und Erneuerbare Energien am Markt finanzierbar machen. Um Verbraucher nicht zusätzlich zu belasten, kann dies u.a. durch die Abschaffung der Stromsteuer flankiert werden. Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) hat dazu ein Konzept[12] vorgelegt.

Der ab 2021 in zurückhaltenden Schritten geplante Einstieg in die CO_2-Bepreisung in den Bereichen Wärme und Verkehr wird auch nach der finalen Version des Klimaschutzgesetzes zunächst am Strommarkt ohne Steuerungswirkung bleiben und den Einsatz von Strom aus Windenergieanlagen in diesen Sektoren unzureichend unterstützen. Die CO_2-Vermeidung durch den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen wird auch weiterhin vom Strommarkt nicht berücksichtigt. Andere Vermarktungsoptionen, die CO_2-freie

[11] BWE (2017): Regionalplanung und Repowering – Planerische Gestaltungsmöglichkeiten, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/04-weiterbetrieb-repowering/20170905_leitfaden_repowering_in_der_regionalplanung_web.pdf.

[12] BEE (2019): BEE-Konzeptpapier zur CO_2-Bepreisung, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/201907_BEE-Konzeptpapier_CO2-Bepreisung.pdf.

Stromversorgung angemessen bewerten, bleiben für Betreiber von Bestandsanlagen mit mehr als 20 Jahren Lebensdauer schwer realisierbar.

Der BWE schlägt daher beispielhaft vor, dass ab dem 01.01.2021 für alle Windenergieanlagen, die aus der EEG-Vergütung fallen, parallel zur CO_2-Bepreisung in den Bereichen Strom und Wärme für die verbleibende Lebensdauer eine **positive CO_2-Bepreisung** (als Kompensation für die CO_2-Vermeidung) für die Stromerzeugung aus Weiterbetriebsanlagen eingeführt wird. Die CO_2-Komponente könnte sich an CO_2-Vermeidungskosten von 60 €/ t CO_2 orientieren. Der im Klimaschutzgesetz für das jeweilige Jahr festgelegte CO_2-Preis könnte jeweils abgezogen werden und die verbleibende CO_2-Komponente aus den Einnahmen der Bepreisung der fossilen Brenn- und Kraftstoffe pauschal pro vermiedener Tonne CO_2 an die Betreiber der weiterbetriebenen Bestandsanlagen ausgezahlt werden. Bei einer angenommenen CO_2-Vermeidung von 400g/kWh könnte im Jahr 2021 bei einer CO_2-Komponente von 60 €/t CO_2 ein positiver CO_2-Preis von bis zu 2,5 Cent/kWh zusätzlich zum Marktwert des Stroms aus den Windenergieanlagen ausgezahlt werden. Die Anerkennung der CO_2-Freiheit der Strommengen aus Bestandsanlagen durch die Bereitstellung von handelbaren CO_2-Zertifikaten an die Betreiber würde ihre Markerlöse flankieren und den energiewirtschaftlich wichtigen Weiterbetrieb erleichtern.

3. Eine **Reform des Systems der Steuern, Abgaben und Umlagen** ist überfällig und könnte auch die Erlössituation von Anlagen im Weiterbetrieb verbessern. Die hohen und starren regulatorischen Strompreisbestandteile wirken heute als Blockade bei der Umsetzung von Sektorenkopplungsprojekten, dezentralen Stromversorgungskonzepten und bei der Flexibilisierung des Energiesystems. Preissignale am Strommarkt können in der Regel nicht genutzt werden und verpuffen.

In diesem Zusammenhang gilt es zu prüfen, inwiefern eine Flexibilisierung der Entgelte und Umlagen dazu beitragen kann, dass sich Erzeugung und Verbrauch stärker synchronisieren. Wenn Netzentgelte und/oder EEG-Umlage durch einen Multiplikator an den Großhandelspreis der Strombörse EPEX Spot gekoppelt würden – diese also bei hohem EE-Angebot sinken und bei niedrigem EE-Angebot steigen – wirkt sich dies unmittelbar auf die Nachfrageseite aus. Im Ergebnis steigt die Nachfrage, wenn günstiger grüner Strom verfügbar ist, was zugleich die Netze entlastet. Dies stabilisiert den Marktwert von grünem Strom gerade dann, wenn er produziert wird, und somit auch die Erlöse für die Bestandsanlagenbetreiber.

4. Um Strom aus Bestandsanlagen zukünftig vermehrt im Rahmen der Sektorenkopplung vermarkten zu können, ist zudem die **Beseitigung finanzieller und rechtlicher Hemmnisse** erforderlich. Dazu gehört u.a. Strom aus Windenergieanlagen, der vor dem Netzeinspeisepunkt in PtX-Anlagen oder Speichern umgewandelt oder zwischengespeichert wird, von Steuern, Abgaben und Umlagen zu entlasten. Eine solche Entlastung kann durch die Flexibilisierung der Entgelte und Umlagen zusätzlich unterstützt werden. Sinnvoll ist es auch, Bestandsanlagen in der Wasserstoffstrategie des Bundes zu integrieren.

5. Die **grüne Eigenschaft des Windstroms muss auf Basis von Echtzeitdaten vom Erzeuger bis zum Letztverbraucher nachgewiesen werden können**, damit diese für Unternehmen im Rahmen ihrer Dekarbonisierungsstrategie nutzbar gemacht werden kann. Erst dann lohnt es sich für Industriebetriebe und andere Abnehmer, im großen Maßstab Stromlieferverträge mit Windparks abzuschließen.

Direktvermarktungsverträge mit Industrie- und anderen Großkunden büßen derzeit dadurch an Attraktivität ein, weil eine Weitergabe der Grünstromeigenschaft über das öffentliche Netz im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung nicht möglich ist. Nur physikalisch, also über Direktleitungen bezogene, grüne Strommengen können von Unternehmen auf dem weiteren Verwertungspfad genutzt werden, so z. B. für die Verbesserung ihrer CO_2-Bilanz oder zur Erfüllung von Quotenverpflichtungen. Herkunftsnachweise

erfüllen derzeit lediglich einen informatorischen Zweck und werden vom Gesetzgeber nicht weiter privilegiert behandelt. Eine Weiterentwicklung der Herkunftsnachweise unter Einbeziehung des Aspekts der bilanziellen Echtzeit ist daher dringend erforderlich. Herkunftsnachweise würden so einen angemessenen Wert erhalten. Für 20+-Anlagen bietet die durchgängige und lückenlose Bilanzierung der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch in einem sortenreinen Bilanzkreis neue werthaltige Vermarktungsoptionen und somit zusätzliche Erlösquellen.

Einen geeigneten Rechtsrahmen für die Weitergabe der Grünstromeigenschaft über das öffentliche Netz bietet das vom Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) für den BWE entwickelte „Marktentwicklungsmodell“[13]. Der dort vorgeschlagene Rechtsrahmen ermöglicht nicht nur EEG- Anlagen im Marktprämiensystem, sondern ebnet auch 20+-Anlagen den Weg in den Markt und ermöglicht die Weitergabe der grünen Eigenschaft des Stroms. Die ökonomische Bewertung des Modells zeigt, dass dieses den EE-Anlagenbetreibern u.a. eine Möglichkeit zur Produktdifferenzierung bietet.[14]

6. Durch eine **Streichung oder zumindest großräumige Definition des Begriffs der unmittelbaren räumlichen Nähe ließen sich Direktleitungen auch über größere Distanzen wirtschaftlich darstellen und realisieren**, was die regionale Vermarktung von Windstrom aus Windenergieanlagen im Weiterbetrieb erleichtern würde. Zwar ließe sich bei einer Direktlieferung über eine eigene Leitung die hohe Abgabenlast reduzieren, da Netzentgelte und bei Anlagen bis zu einer Größe von 2 MW auch die Stromsteuer wegfallen. Allerdings muss dazu aktuell eine unmittelbare räumliche Nähe zwischen Windenergieanlage und Verbraucher vorhanden sein und es dürfen „Hindernissen“ wie etwa Straßen oder Flüssen nicht geschnitten werden.

7. Weitere Möglichkeiten zur Verbesserung der Erlössituation unter Anerkennung der zentralen Rolle von Windenergieanlagen im Weiterbetrieb für die Energiewende und den Klimaschutz:
Auch wenn inzwischen eine Verordnung für die Innovationsausschreibungen beschlossen ist, sollte die **Innovationsausschreibung dahingehend noch einmal geändert werden**, dass sie für Bestandanlagen neue Chancen eröffnet. Der BWE schlägt daher vor, dass Bestandsanlagen ohne EEG-Vergütung die Möglichkeit erhalten, sich im Rahmen der Innovationsausschreibungen um eine zehnjährige Förderung innerhalb innovativer Konzepte der Sektorenkopplung und Industrieversorgung zu bewerben. Für Windenergieanlagen im Weiterbetrieb muss für diesen Zweck eine eigene Teilmenge, das heißt ein gesonderter Topf, zusätzlich zum bisherigen Ausschreibungsvolumen vorgesehen werden.[15]

8. Um zu verhindern, dass durch die **Corona-Folgen** auf dem Strommarkt viele Bestandsanlagen vom Markt gehen müssen, schlägt der BWE als kurzfristige Sofortmaßnahme vor, für Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2000 einen **anzulegenden Wert** (AW) für die nächsten 2-3 Jahre **festzulegen**. Der festzulegende AW soll kostenorientiert bestimmt werden und sich an den Werten orientieren, die die Fachagentur Windenergie an Land in ihrer Studie „Was tun nach 20 Jahren“ erarbeitet hat.[16] Dabei soll ein

[13] IKEM (2018): Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/20180417_ikem_studie_marktentwicklungsmodell_und_kurzgutachten_vereinbarkeit.pdf.
[14] EWI (2018): Ökonomische Bewertung des Marktentwicklungsmodells, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2018/09/%C3%96konomische_Bewertung_des_Marktentwicklungsmodells_ewiERS.pdf.
[15] BWE (2019): Wind-to-Gas. Maßnahmen für den Marktanlauf, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/20191108_BWE_Positionspapier_Wind-to-Gas_layout.pdf.
[16] Fachagentur Windenergie an Land (2018): Was tun mit Windenergieanlagen nach 20 Jahren? Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende, https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Was_tun_mit_WEA_nach_20Jahren.pdf.

angemessener Ausgleich nach Standortqualität und Anlagengröße festgelegt werden. Bei einer entsprechenden Ausgestaltung könnten die WEA wie bisher entweder in der Direktvermarktung im Marktprämienmodell oder in der Einspeisevergütung bleiben. Die Ausgestaltung sollte als einfache Regelung in den Übergangsregelungen zum EEG erfolgen (§§ 100ff EEG).
Angesichts des Zeitdrucks sollte hier eine sehr einfache und schnelle Lösung gefunden werden. Die betroffenen Betreiber benötigen angesichts der ab 01.01.2021 aus der EEG-Förderung fallenden WEA sehr zeitnah eine Perspektive.

IV. Fazit

Um – auch angesichts des aktuellen Zubaueinbruchs – ab 2021 keinen Rückbau der Windenergieleistung mit den damit verbundenen Konsequenzen für die steigende Nachfrage nach CO_2-freiem Strom, die Versorgungssicherheit und die Erreichung der Klimaziele zu riskieren, gilt es dringend, die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs zu sichern.

Dafür benötigen wir das Zusammenspiel von:

1. Einer klaren **Priorität des Repowering vor dem Weiterbetrieb**
2. Eine wirksame CO_2-Bepreisung und einen positiven **Einstieg in eine CO_2-Bepreisung für die nicht CO_2-emittierenden Stromerzeuger**,
3. **Reform des Systems von Steuern, Abgaben und Umlagen** im Sinne der Flexibilisierung des Energiesystems,
4. **Beseitigung finanzieller und rechtlicher Hemmnisse** für die Sektorenkopplung,
5. **Anerkennung der grünen Eigenschaft von Windstrom** in bilanzieller Echtzeit,
6. **Beseitigung von Hemmnissen für die regionale Vermarktung von Windstrom**, u.a. durch die Streichung oder zumindest großräumige Definition des Begriffs der unmittelbaren räumlichen Nähe,
7. **Öffnung der Innovationsausschreibungen für Windenergieanlagen im Weiterbetrieb**,
8. **eine kurzfristige Sofortmaßnahme in Form eines festzulegenden anzulegenden Wertes für 2-3 Jahre für Anlagen mit Inbetriebnahme bis 2000,** um zu verhindern, dass eine Vielzahl von Bestandsanlagen aufgrund der Corona-Krise und den damit verbundenen Verwerfungen auf dem Strommarkt ab dem 01.01.2021 vom Markt gehen.