

Maßnahmenplan Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 20 Jahren / 20+

März
2020





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

BWE, Foto: Tim Riediger

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

Datum

März 2020

Inhaltsverzeichnis

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

I. Einleitung

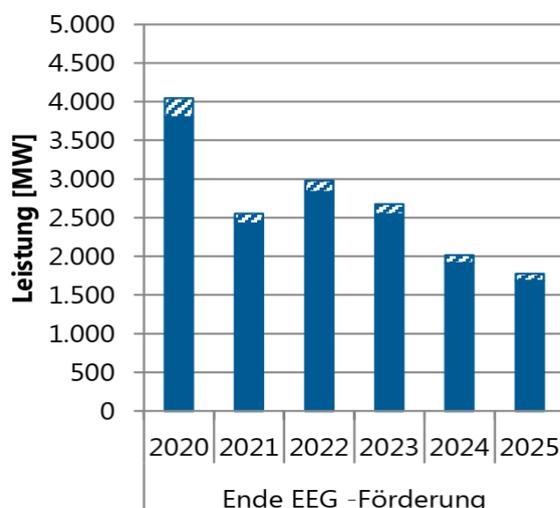
Die Bundesregierung hat sich in ihrem Koalitionsvertrag darauf verständigt, den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von heute rund 43 Prozent auf 65 Prozent im Jahr 2030 zu erhöhen. Dieses Ziel hat sie in ihren Eckpunkten für das Klimaschutzprogramm 2030 bekräftigt.

Der Ausbau der Windenergie an Land wird beim Erreichen der nationalen Energie- und Klimaziele eine zentrale Rolle spielen. Die aktuellen Ausbautzahlen¹ 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. An Standorten ohne Repoweringoption – etwa, weil die Flächen außerhalb heute definierter Vorranggebiete liegen oder aufgrund restriktiver planungs- und genehmigungsrechtlicher Regelungen wie der geplanten pauschalen Abstandsregeln – 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, laufen wir Gefahr, in Deutschland in den Jahren 2021 ff. zu einem negativen Zubau von Windenergieleistung zu kommen. Ein Rückgang der installierten Kapazität ist allerdings sowohl mit Blick auf die Versorgungssicherheit Deutschlands als auch hinsichtlich der Klimaschutzziele der Bundesregierung absolut zu vermeiden.

Bestandsanlagenleistung mit auslaufender EEG-Vergütung²



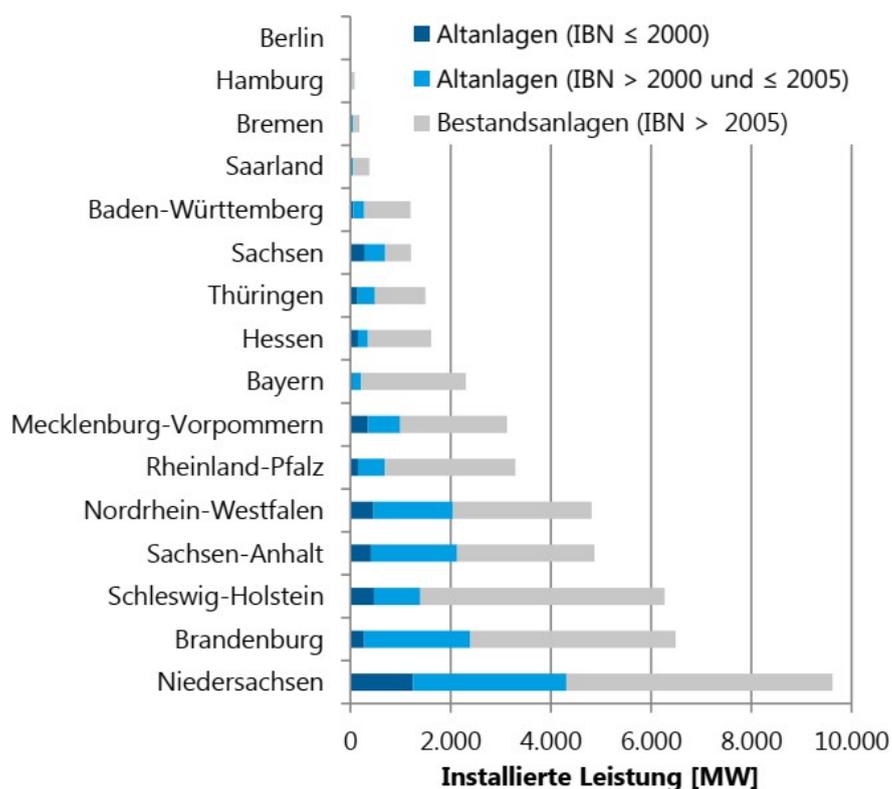
¹ Deutsche WindGuard (2020): [Status des Windenergieausbaus in Deutschland. Jahr 2019](#)

² Deutsche WindGuard (2017): [Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, S. 7](#)

II. Rahmenbedingungen

Mit Ablauf des Jahres 2020 verlieren alle Windenergieanlagen ihren Vergütungsanspruch nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die bis einschließlich 31.12.2000 installiert wurden. Dies betrifft zum 1.1.2021 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 Bundesländern³



Anlagen, die nicht ersetzt werden können und sich wirtschaftlich nicht rechnen, werden sukzessive ersatzlos zurückgebaut. CO₂-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 Betriebskosten⁵ 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

³ 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>, S. 11.

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/Grundsätze_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>

diese ihren Strom zu auskömmlichen Preisen vermarkten können. Im Rahmen einer Umfrage unter Anlagenbetreibern hat die Fachagentur Windenergie an Land⁶ analysiert, dass Windenergieanlagen der 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.

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“⁷](#) aufgezeigt. Im [BWE-Leitfaden „Ansprüche aus dem EEG für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch“⁸](#) 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 Anlagen⁹](#), 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.



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.

⁷ 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-erlsooptionen-ausserhalb-des-eeg.pdf>.

⁸ BWE (2017): Ansprüche aus dem EEG für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch, <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/beiraete/juristischer-beirat/Anspru che aus dem EEG fu r Windenergieanlagen ohne Fo rderanspruch web.pdf>.

⁹ 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. Angesichts des stockenden Zubaus im Jahr 2019 und absehbar in den Folgejahren müssen **Sofortmaßnahmen (wirksam ab 1.1.2021)** ergriffen werden, um den technisch möglichen Weiterbetrieb von Anlagen, die aus der EEG-Systematik herausgewachsen sind, wirtschaftlich zu ermöglichen.

Der BWE schlägt für Anlagen, die nicht repoweringfähig sind, also nicht durch neue Anlagen ersetzt werden können, eine Zusatzvergütung von 2 Cent/kWh für CO₂-freie Stromerzeugung auf den zu erzielenden Marktpreis vor. Diese wird im Abgleich mit der Entwicklung des CO₂-Preises für eine Übergangsphase - maximal für die Dauer der vorzulegenden gutachterlichen Stellungnahme zum Weiterbetrieb (Stand sicherheitsnachweis) - ausgezahlt.

Die Zusatzvergütung sollte an den Marktpreis gekoppelt werden. Wenn der Marktwert Wind 4 Cent/kWh überschreitet, sollte die Zusatzvergütung angepasst werden, damit der Gesamtwert eine Höhe von 6 Cent nicht überschreitet. Bei einem Marktwert von 6 Cent/kWh sollte diese zusätzliche Vergütung entsprechend vollständig entfallen.

Sollte eine wirksame CO₂-Bepreisung nach 2025 entsprechend zu einem höheren Marktpreis führen, gilt derselbe Mechanismus.

Zusätzlich schlägt der BWE vor, die Zusatzvergütung auf Weiterbetriebsanlagen mit einer maximalen installierten Leistung von 2,3 MW zu beschränken.

Dieser Mechanismus würde die fehlende Internalisierung externer Kosten fossiler Energieträger mit dringend benötigtem CO₂-freiem Strom aus nach 20 Jahren Lebensdauer weiterbetriebenen Bestandsanlagen kompensieren.

Geht man davon aus, dass ca. 40 Prozent des 20 Jahre alten Anlagenbestandes in den Jahren 2021 bis 2025 die oben beschriebene Zusatzvergütung in Anspruch nehmen, entstehen dadurch maximale Kosten in Höhe von ca. 364 Mio. Euro verteilt auf die Jahre 2021 bis 2025.

Die weiterbetriebenen Anlagen sparen in der gleichen Zeit ca. 4.124.000 t CO₂ ein.

2. Der ab 2021 in zurückhaltenden Schritten geplante Einstieg in die CO₂-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 CO₂-Vermeidung durch den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen wird vom Strommarkt nicht berücksichtigt. Andere Vermarktungsoptionen, die CO₂-freie Stromversorgung angemessen bewerten, bleiben für Betreiber von Bestandsanlagen mit mehr als 20 Jahren Lebensdauer schwer realisierbar.

Der BWE schlägt daher alternativ zu 1. beispielhaft vor, dass ab dem 1.1.2021 für alle Windenergieanlagen, die aus der EEG-Vergütung fallen parallel zur CO₂-Bepreisung in den Bereichen Strom und Wärme für die verbleibende Lebensdauer eine **positive CO₂-Bepreisung** (als Kompensation für die CO₂-Vermeidung) für die Stromerzeugung aus Weiterbetriebsanlagen eingeführt wird. Die CO₂-Komponente könnte sich an CO₂-Vermeidungskosten von 100 €/ t CO₂

orientieren. Der im Klimaschutzgesetz für das jeweilige Jahr festgelegte CO₂-Preis könnte jeweils abgezogen werden und die verbleibende CO₂-Komponente aus den Einnahmen der Bepreisung der fossilen Brenn- und Kraftstoffe pauschal pro vermiedener Tonne CO₂ an die Betreiber der weiterbetriebebenen Bestandsanlagen ausgezahlt werden. Bei einer angenommenen CO₂-Vermeidung von 400g/kWh könnte im Jahr 2021 bei einer CO₂-Komponente von 75 €/t CO₂ ein positiver CO₂-Preis von bis zu 3 Cent/kWh zusätzlich zum Marktwert des Stroms aus den Windenergieanlagen ausgezahlt werden. Die Anerkennung der CO₂-Freiheit der Strommengen aus Bestandsanlagen durch die Bereitstellung von handelbaren CO₂-Zertifikaten an die Betreiber würde ihre Markterlöse flankieren und den energiewirtschaftlich wichtigen Weiterbetrieb erleichtern.

3. Die **Einführung einer wirksamen, alle Sektoren umfassenden CO₂-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 unabhängig von garantierten Preisen 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 Konzept¹⁰ vorgelegt.
4. 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.

5. 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

¹⁰ BEE (2019): BEE-Konzeptpapier zur CO₂-Bepreisung, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/201907_BEE-Konzeptpapier_CO2-Bepreisung.pdf.

unterstützt werden.

6. 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 CO₂-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“¹¹. 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.¹²

7. 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 eine unmittelbare räumliche Nähe zwischen Windenergieanlage und Verbraucher vorhanden sein und es dürfen „Hindernissen“ wie etwa Straßen oder Flüssen nicht geschnitten werden.
8. 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 Bestandsanlagen neue Chancen eröffnet. Der BWE schlägt daher vor, dass Bestandsanlagen ohne

¹¹ 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.

¹² EWİ (2018): Ökonomische Bewertung des Marktentwicklungsmodells, https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2018/09/%C3%96konomische_Bewertung_des_Marktentwicklungsmodells_ewiERS.pdf.

EEG-Vergütung die Möglichkeit erhalten, sich im Rahmen der Innovationsausschreibungen um eine zehnjährige Förderung innerhalb innovativer Konzepte der Sektorenkopplung und Industrierversorgung zu bewerben. Für Windenergieanlagen im Weiterbetrieb muss für diesen Zweck eine eigene Teilmenge, das heißt ein gesonderter Topf, zusätzlich zum bisherigen Ausschreibungsvolumen vorgesehen werden.¹³

¹³ 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.

IV. Fazit

Um – auch angesichts des aktuellen Zubau einbruchs – ab 2021 keinen Rückbau der Windenergieleistung mit den damit verbundenen Konsequenzen für die steigende Nachfrage nach CO₂-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. **Erlösoptionen**, die die energiewendedenliche Rolle von 20+-Anlagen anerkennen und den Übergang gestalten (zwei Cent Zusatzvergütung für nicht repoweringfähige Anlagen),
2. Positiven **Einstieg in eine CO₂-Bepreisung für die nicht CO₂-emittierenden Stromerzeuger**,
3. Wirksamer **CO₂-Bepreisung**,
4. **Reform des Systems von Steuern, Abgaben und Umlagen** im Sinne der Flexibilisierung des Energiesystems,
5. **Beseitigung finanzieller und rechtlicher Hemmnisse** für die Sektorenkopplung,
6. **Anerkennung der grünen Eigenschaft von Windstrom** in bilanzieller Echtzeit,
7. **Beseitigung von Hemmnissen für die regionale Vermarktung von Windstrom**, u.a. durch die Streichung oder zumindest großräumige Definition des Begriffs der unmittelbaren räumlichen Nähe,
8. **Öffnung der Innovationsausschreibungen für Windenergieanlagen im Weiterbetrieb.**

