

FINANZIERUNG VON ERNEUERBARE-ENERGIEN-ANLAGEN OHNE EEG-VERGÜTUNG FOKUS: WEITERBETRIEB NACH EEG-FÖRDERENDE

Berlin, 09. April 2020

Für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)

Autoren: F. Huneke, M. Claussner, M. Brinkhaus (Energy Brainpool) --- S. Klinski --- F. Keimeyer,
D. A. Heyen (Öko-Institut) --- I. Schrems, F. Zerzawy (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft)

INHALTSVERZEICHNIS

1. Lagebild für Windkraftanlagen.....	1
1.1. Erlösabschätzung für Windstrom am Strommarkt	1
1.2. Entwicklung des „Fair Values“ in den letzten Jahren und Vergleich mit den Weiterbetriebskosten	2
1.3. Lage- und Größenverteilung von Anlagen, die keine EEG-Vergütung mehr erhalten	4
1.4. Welche Betriebskosten haben alte Windkraftanlagen?	9
1.4.1. Zusammensetzung der Weiterbetriebskosten	9
1.4.2. Vergleich der Einschätzungen zu den Weiterbetriebskosten	13
1.5. Weiterbetriebsoptionen für WEA.....	16
1.5.1. Vorstellung potenzieller Vermarktungsoptionen	16
1.5.2. Rechtliche Hürden und Herausforderungen	17
2. Exkurs: Entwicklung der Gebotshöhen bei den EE-Ausschreibungen	19
3. Lagebild für Solaranlagen.....	22
3.1. Erlösabschätzung für Solarstrom am Großhandelsmarkt	22
3.2. Entwicklung des „Fair Values“ über die letzten zwei Jahre.....	22
3.3. Erlösabschätzung für Solarstrom im Eigenverbrauch	23
3.4. Lage- und Größenverteilung von Anlagen, die keine EEG-Vergütung mehr erhalten	29
3.5. Welche Betriebsbedingungen herrschen bei den Altanlagen vor?.....	34
3.5.1. Weiterbetriebskosten.....	34
3.5.2. Direktvermarktungskosten.....	35
3.5.3. Einordnung der Marktsituation.....	37
3.6. Weiterbetriebsoptionen für Solaranlagen	37
3.6.1. Vorstellung potenzieller Vermarktungsoptionen	37
3.6.2. Rechtliche Hürden und Herausforderungen	38
4. Politische Instrumente zur gezielten Unterstützung des Weiterbetriebs	40

4.1. Technologieneutrale Instrumente.....	41
4.1.1.Reformpaket zur Verbesserung des Markts für Herkunftsnachweise	41
4.1.2.Vereinfachungen in der Herkunfts- und Regionalnachweis-Gebührenverordnung für kleine Erneuerbare-Energien-Anlagen	44
4.1.3.Bereitstellung einer Plattform für die gebündelte Auktionierung von abnahmeverträgen ausserhalb der EEG-Förderung (PPA Facilitator)	46
4.2. Instrumente mit ausgeprägterem Einfluss auf Windanlagen.....	52
4.2.1.Befristete Gewähr einer besonderen Marktprämie für den Fortbetrieb.....	52
4.2.2 Auktionierung einer befristeten Anschlussförderung ausgeförderter WEA.....	56
4.3. Instrumente mit ausgeprägtem Einfluss auf Solaranlagen.....	61
4.3.1.Marktwertfortzahlung.....	61
4.3.2.Verringerung der Stromnebenkosten für EE-Eigenverbrauch (Umsetzung der EE- Richtlinie)	64
5. Schlussfolgerungen und Empfehlungen	71
Quellenverzeichnis.....	75

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Fair Value eines Onshore-Wind-PPAs mit Laufzeit von 5 Jahren (zuzüglich laufendes), Fixpreis, Pay-as-Forecast, Bewertung zu Settlement-Preisen am 27.03.2020	1
Abbildung 2: Fair Value eines 5-Jahres-PPAs je Handelstag und Weiterbetriebskosten für Anlagen < 1 MW [Quelle: eigene Berechnung nach Daten der EEX, ENTSO-E und Fachagentur Wind]	3
Abbildung 3: Fair Value eines 5-Jahres-PPAs je Handelstag und Weiterbetriebskosten für Anlagen 1-2 MW [Quelle: eigene Berechnung nach Daten der EEX, ENTSO-E und Fachagentur Wind]	3
Abbildung 4: Fair Value eines 5-Jahres-PPAs je Handelstag und Weiterbetriebskosten für Anlagen > 2 MW [Quelle: eigene Berechnung nach Daten der EEX, ENTSO-E und Fachagentur Wind]	4
Abbildung 5: Altersstruktur der WEA mit Förderende zum 31.12.2020 in Anzahl WEA	5
Abbildung 6: Anzahl und Leistung der Anlagen mit Förderende zum 31.12.2020 nach Bundesland (Inbetriebnahme bis einschließlich 2000)	6
Abbildung 7: Anzahl WEA nach Leistungsklassen, die 2021-2025 aus der EEG-Förderung fallen (kumuliert)	7
Abbildung 8: Installierte Leistung in MW nach Leistungsklassen, die 2021-2025 aus der EEG-Förderung fallen (kumuliert)	7
Abbildung 9: Anzahl und Leistung der Anlagen mit Förderende zum 31.12.2024 nach Bundesland (IBN bis einschl. 2004)	7
Abbildung 10: Anzahl der WEA je Leistungsklasse, die im jeweiligen Jahr aus der EEG-Förderung fallen	8
Abbildung 11: Installierte Windleistung in MW je Leistungsklasse, die im jeweiligen Jahr aus der EEG-Förderung fällt	8
Abbildung 12: Ergebnis der Befragung der FA Wind (2018) zur Betriebskostenschätzung für den Weiterbetrieb von Ü20-Windanlagen	16
Abbildung 13: Ergebnisse der Ausschreibungen für Solaranlagen seit 2015	19
Abbildung 14: Ergebnisse der Ausschreibungen für Onshore-WEA seit 2017	20
Abbildung 15: Ergebnisse der Ausschreibungen für Offshore-WEA seit 2017	21

Abbildung 16: Fair Value eines Solar-PPAs mit Laufzeit von 5 Jahren (zuzüglich laufendes), Fixpreis, Pay-as-Prognosis, Bewertung zu Settlement-Preisen am 27.03.2020	22
Abbildung 17: Fair Value eines 5-Jahres-PPAs je Handelstag [Quelle: eigen Berechnung nach Daten der EEX, ENTSO-E und UBA (2020)]	23
Abbildung 18: Anzahl dividiert durch 100 und Leistung der Anlagen mit Förderende zum 31.12.2020 nach Bundesland (IBN bis einschl. 2000)	30
Abbildung 19: Anzahl (links) und installierte Leistung in kW (rechts) der Anlagen mit Förderende zum 31.12.2024 nach Leistungsklassen (IBN bis einschl. 2004)	31
Abbildung 20: Anzahl dividiert durch 10 und Leistung der Anlagen mit Förderende zum 31.12.2024 nach Bundesland (IBN bis einschl. 2004)	32
Abbildung 21: Anzahl Solaranlagen je Leistungsklasse, die im jeweiligen Jahr aus der EEG-Förderung fallen	33
Abbildung 22: Installierte Leistung von Solaranlagen in MW je Leistungsklasse, die im jeweiligen Jahr aus der EEG-Förderung fällt	33

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Einschätzungen zur Höhe einzelner Betriebskostenkategorien zum Weiterbetrieb von Windkraftanlagen nach Deutsche WindGuard (2017) und GIZ (2016)	15
Tabelle 2: Erwartete Lebensdauer der wesentlichen Komponenten einer Solaranlage	34
Tabelle 3: Prognostizierte Spannbreite der Weiterbetriebskosten für Solaranlagen ab 2021	35
Tabelle 4: Prognostizierte Direktvermarktungskosten von Solaranlagen ab 2021	35
Tabelle 5: Prognostizierte Weiterbetriebs- und Direktvermarktungskosten von Solaranlagen je nach Anlagenleistung und Selbstverbrauchsanteil ab 2021	36

1. LAGEBILD FÜR WINDKRAFTANLAGEN

1.1. ERLÖSABSCHÄTZUNG FÜR WINDSTROM AM STROMMARKT

Welchen Preis kann erneuerbarer Strom in Zukunft erzielen? Unabhängig von der Vermarktungsstrategie der Marktteure ist die Bewertungsgrundlage für die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs der erwartete, zukünftige Vermarktungserlös in Verbindung mit den erwarteten Kosten. Der erwartete Erlös der künftigen Solar- und Windproduktion lässt sich an den Strommärkten heute bewerten und auch absichern. Dazu stehen klassische Terminmarktprodukte ebenso zur Verfügung wie langfristige Stromlieferverträge (PPA). Die Erzeugungsstruktur von Wind- wie auch Solaranlagen macht einen Preisindex notwendig, der den Profilwert und die neuen Risiken der jeweiligen Technologien berücksichtigt, die mit dem Verlassen des EEG auf die Anlagenbetreiber zukommen.

Der „Fair Value“ eines langfristigen Stromliefervertrags berücksichtigt neben den durchschnittlichen, volumengewichteten Vermarktungswerten weitere Vermarktungskosten und -erlöse. Damit ist der Fair Value ein Index, um die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien so zu bewerten, dass ein Marktwert über fünf Jahre zuzüglich des jeweils laufenden Jahres garantiert wird.

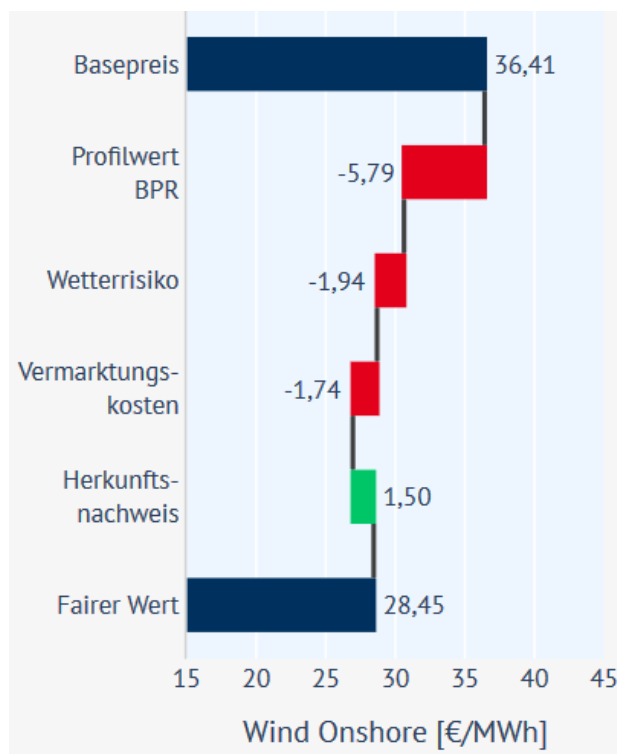


Abbildung 1: Fair Value eines Onshore-Wind-PPAs mit Laufzeit von 5 Jahren (zuzüglich laufendes), Fixpreis, Pay-as-Forecast, Bewertung zu Settlement-Preisen am 27.03.2020

Zukünftige Vermarktungswerte beziffern den durchschnittlichen Profilwert der Stromlieferung einer Solar- oder Windanlage für den Zeitraum des Weiterbetriebs. Sie errechnen sich aus dem Produkt der Handelspreise im Terminmarkt und der Base-Parity-Ratio (BPR).

Die klassischen Terminmärkte ermöglichen gegenwärtig einen liquiden Stromhandel mit Base- und Peakload-Produkten bis zu drei Jahre in der Zukunft. Die Future-Settlement-Preise der EEX bieten eine transparente und verlässliche Preisquelle, um eine Grundlasteinspeisung zu bewerten. Die künftige Erzeugungsstruktur von Solar- und Windanlagen ist unbekannt. Jedoch bietet ihr relativer Profilwert der letzten drei Jahre eine valide Bewertungsgrundlage für Lieferzeiträume mit nahem Lieferbeginn. Die relative Profilwertigkeit heißt BPR und sie berücksichtigt bereits die Nichteinspeisung bei negativen Strompreisen. Sie wird für den vorliegenden Index monats-, quartals- und jahresscharf rollierend aus den jeweils letzten drei Fristigkeiten ermittelt [ENTSO-E und EPEX]. Die Jahreswerte werden zusätzlich über den Degressionskoeffizienten der Marktwertfaktoren der jeweils aktuellen EEG-Mittelfristprognose korrigiert [Netztransparenz].

Der Fair Value eines PPAs berücksichtigt neben Strompreis und Profilwert insbesondere das Wetterrisiko, die Vermarktungskosten und einen Erlös für Herkunftsnachweise. Das Wetterrisiko ergibt sich hier aus einer von Energy Brainpool durchgeführten Simulation. Konkret handelt es sich um eine szenarioschwarmbasierte Monte-Carlo-Simulation des Einflusses des Wetters auf die Vermarktungserlöse. Hierfür wird die zweifache Standardabweichung der über fünf Jahre erzielbaren Erlöse abgezogen. Für die Vermarktungskosten werden zwei Kostenpositionen addiert: Zunächst sind das die historischen Kosten eines viertelstündlichen Bilanzkreisausgleichs des mittleren Prognosefehlers am Intraday-Markt. Weiterhin werden Kosten einer Terminmarktglattstellung berücksichtigt: Für die nur mit geringer Liquidität handelbaren Fristigkeiten Y+4 und Y+5 erfolgt die preisliche Bewertung über die Fristigkeit Y+3 zuzüglich der volumengewichteten zweifachen Standardabweichung der historischen Spreads aus Y+3 und Y+2 (rollierender Hedge). Der gezeigte Wert für Herkunftsnachweise spiegelt eine Markteinschätzung von Energy Brainpool wider, einschlägige Preisinformationen liegen gegenwärtig nicht vor.

1.2. ENTWICKLUNG DES „FAIR VALUES“ IN DEN LETZTEN JAHREN UND VERGLEICH MIT DEN WEITERBETRIEBSKOSTEN

Die Darstellungen des Fair Values je Handelstag und der Weiterbetriebskosten in Abbildung 2 bis Abbildung 4 dienen der Einschätzung der zeitlichen Entwicklung der Wirtschaftlichkeit für die vergangenen zwei Jahre. Diese erfolgt getrennt für drei Anlagenklassen entsprechend ihrer installierten Leistung. Die Berechnung erfolgt ex post und veranschaulicht die Marktlage einer

Anlage, die sich zu den gezeigten Stichtagen für einen Weiterbetrieb entscheidet. Unabhängig vom tatsächlichen Abschluss eines langfristigen Vermarktungsvertrags zeigt der Fair Value die zu diesem Zeitpunkt wahrscheinlichen Erlöse auf, die ein Anlagenbetreiber für seine Entscheidung zu einem Weiterbetrieb zugrunde legt.

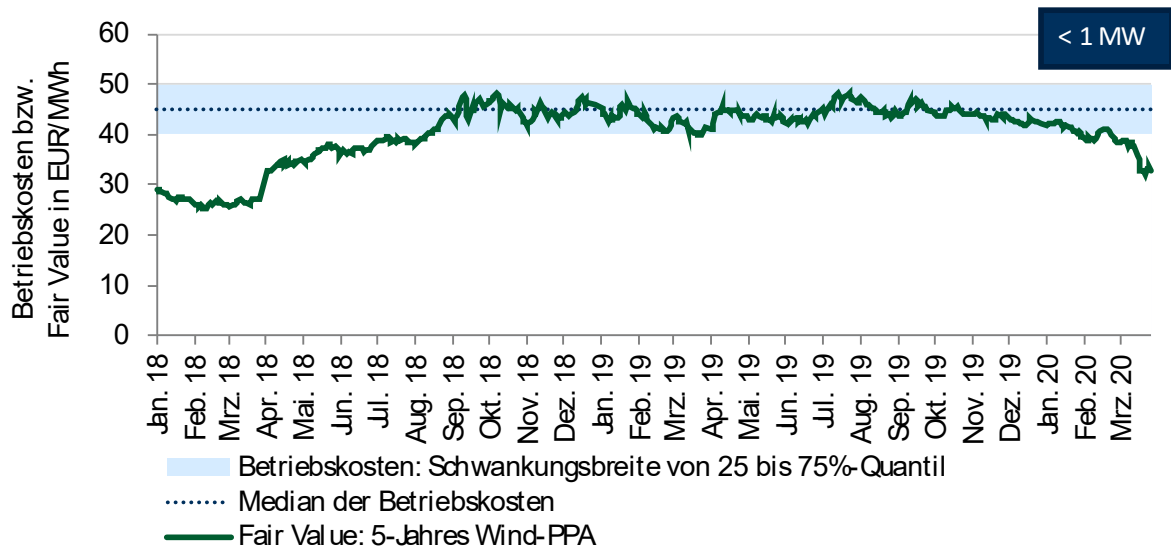


Abbildung 2: Fair Value eines 5-Jahres-PPAs je Handelstag und Weiterbetriebskosten für Anlagen < 1 MW
 [Quelle: eigene Berechnung nach Daten der EEX, ENTSO-E und Fachagentur Wind]

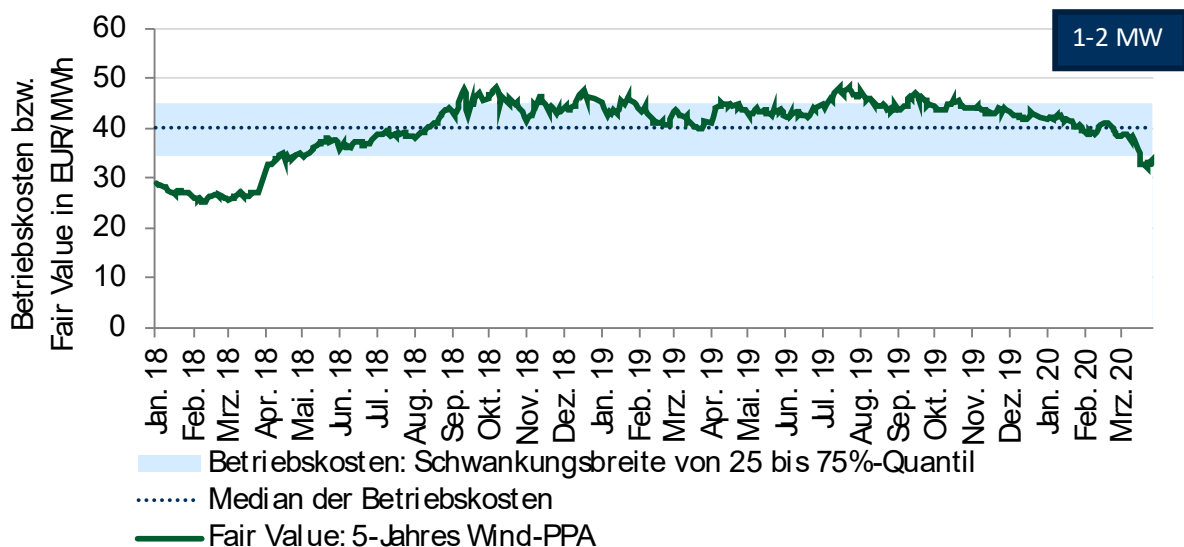


Abbildung 3: Fair Value eines 5-Jahres-PPAs je Handelstag und Weiterbetriebskosten für Anlagen 1-2 MW
 [Quelle: eigene Berechnung nach Daten der EEX, ENTSO-E und Fachagentur Wind]

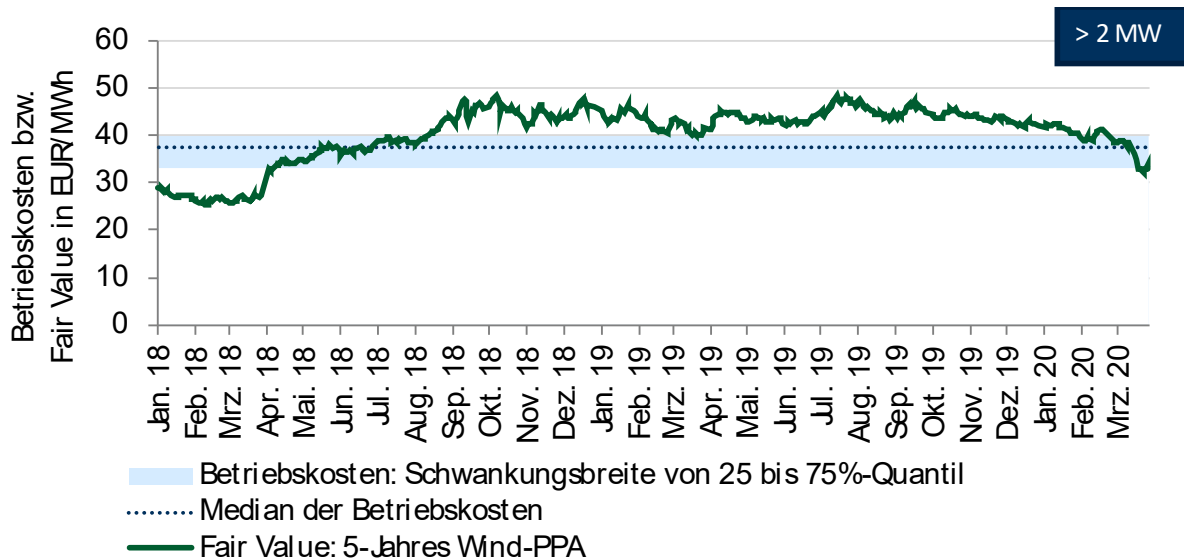


Abbildung 4: Fair Value eines 5-Jahres-PPAs je Handelstag und Weiterbetriebskosten für Anlagen > 2 MW [Quelle: eigene Berechnung nach Daten der EEX, ENTSO-E und Fachagentur Wind]

Die drei Abbildungen zeigen ein differenziertes Bild der Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs je nach Anlagengröße. Die Weiterbetriebskosten lagen für Anlagen < 2 MW über lange Zeit unter dem Fair Value. Doch mit der SARS-CoV-2-Pandemie im März 2020 hat die Wirtschaftlichkeit einen empfindlichen Knick nach unten gemacht. Grund sind die gesunkenen Strompreise am Terminmarkt. Anlagen mit einer Größe < 1 MW lagen dahingegen mit ihren Weiterbetriebskosten über weite Strecken schon vor der SARS-CoV-2-Pandemie über dem Fair Value und waren damit nur zu einem geringen Teil wirtschaftlich weiterzubetreiben.

1.3. LAGE- UND GRÖßENVERTEILUNG VON ANLAGEN, DIE KEINE EEG-VERGÜTUNG MEHR ERHALTEN

Die Daten dieses Kapitels basieren in erster Linie auf Auswertungen des Marktstammdatenregisters (MaStR) der BNetzA. Dieses erlaubt eine sehr hoch aufgelöste Auswertung, unter anderem hinsichtlich Alter, Leistung, Standort und Förderende der Anlagen. Bei den kumulierten Kapazitäten zeigen sich jedoch Abweichungen von einschlägigen Quellen wie AGEE-Stat, da das MaStR sich zum Redaktionszeitpunkt weiterhin in einem Qualitätsmanagementprozess befindet. An relevanten Stellen werden diese Abweichungen soweit möglich kenntlich gemacht. Für diese Analyse wird nach zwei Kategorien unterschieden:

- **Akut betroffene Windenergieanlagen (WEA)** mit Förderende zum 31.12.2020, für die bereits im Jahr 2021 ein neues Geschäftsmodell für den Weiterbetrieb erforderlich ist. [4.993 Anlagen mit 3,8 GW¹]
- **Perspektivisch betroffene WEA** mit Förderende zwischen dem 31.12.2020 und dem 31.12.2024, für die neue Geschäftsmodelle ab den Jahren 2021 bis 2025 erforderlich werden. [11.740 Anlagen mit 13,8 GW²]

Akut betroffene WEA (keine EEG-Förderung ab 2021)

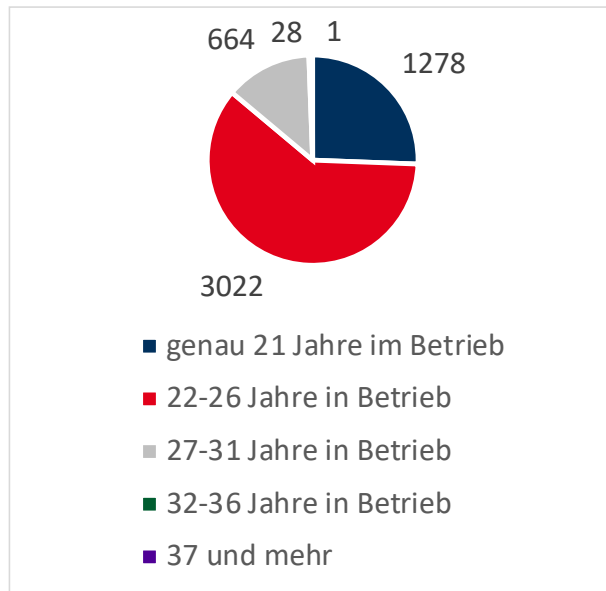


Abbildung 5: Altersstruktur der WEA mit Förderende zum 31.12.2020 in Anzahl WEA

Abbildung 5 zeigt die Altersstruktur der akut betroffenen WEA, die bis 2021 aus der EEG-Förderung fallen. Die Mehrheit weist ein Anlagenalter zwischen 22 und 26 Jahren auf, gefolgt von WEA mit genau 21 Betriebsjahren. Gut ein Achtel der Anlagen wurden vor 27 Jahren oder mehr in Betrieb genommen.

Des Weiteren lassen sich die WEA nach Leistungsklassen unterscheiden (vgl. Abbildung 7 und Abbildung 8). Hierbei fällt die im Vergleich zu heute wesentlich geringere Generatorleistung vor rund 20 Jahren auf. So weisen weniger als 1 Prozent der WEA eine Leistung über 2 MW auf, der Anteil der Anlagen mit unter 1 MW beträgt hingegen rund 72 Prozent.

WEA mit einer Leistung zwischen 1 und 2 MW machen zwar nur rund 28 Prozent der Gesamtzahl aus, aber stellen mit knapp 2 GW über die Hälfte der Generatorleistung aller akut betroffenen WEA.

Wie sich die akut betroffenen WEA auf die Bundesländer verteilen, ist in Abbildung 6 zu sehen. Der Großteil der WEA wurde bis ins Jahr 2000 im Norden bzw. Nordwesten Deutschlands errichtet. Mehr als ein Viertel der Anlagen (1.431 WEA) steht in Niedersachsen. Sie stellen rund 1 GW

¹ 6,1 GW mit IBN bis einschließlich 2000 gemäß AGEE-Stat (2019), davon mind. 1,5 GW Rückbau/Repowering (Deutsche Windguard, 2017).

Die Schätzungen der EEG-Anlagen mit Förderende zum 31.12.2020 belaufen sich auf 4,5 GW gemäß BWE (2017), 3,8 bis 4 GW gemäß Deutsch. Windguard (2017) und rund 4 GW gemäß FA Wind (2018).

² 16,4 GW laut AGEE-Stat (2019), rund 16 GW laut BW (2017) (Anteile Repowering/Rückbau hier noch nicht abzusehen)

an Leistung bereit. Mit großem Abstand folgen Nordrhein-Westfalen (425 MW), Schleswig-Holstein (418 MW) und Sachsen-Anhalt (405 MW). In diesen Ländern gilt es besonders, schnelle Lösungen zum Weiterbetrieb zu finden. Die überdurchschnittlich hohe Betragsdifferenz zwischen der Anlagenanzahl und der -leistung deutet zudem an, dass in Niedersachsen besonders viele der ältesten Anlagentypen errichtet wurden.

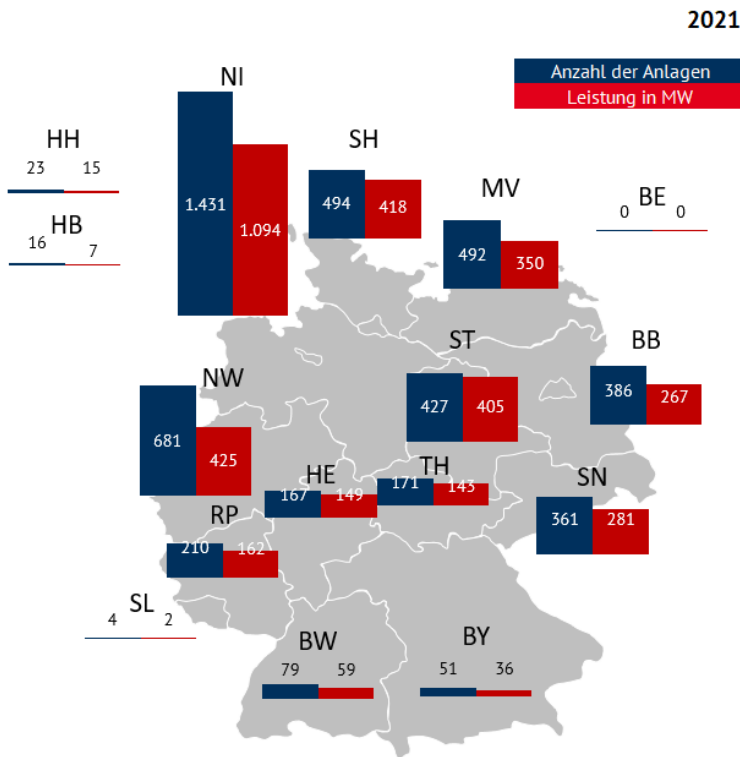


Abbildung 6: Anzahl und Leistung der Anlagen mit Förderende zum 31.12.2020 nach Bundesland (Inbetriebnahme bis einschließlich 2000)

Perspektivisch betroffene Anlagen (keine EEG-Förderung ab 2025)

Durch den technologischen Fortschritt sind die WEA stetig in ihrer Nennleistung gewachsen. So ist es nicht verwunderlich, dass für die Gesamtheit der WEA, die zwischen 2021 und 2025 aus der EEG-Förderung fallen, mehr Anlagen in den höheren Leistungsklassen zu finden sind. Der Anteil der WEA in der Leistungsklasse zwischen 1 und 2 MW beträgt nun circa 57 Prozent, und nur noch 41 Prozent liegen unterhalb der 1-MW-Marke (vgl. Abbildung 7).

Im Hinblick auf den Beitrag zur installierten Leistung machen die WEA zwischen 1 und 2 MW sogar drei Viertel der Gesamtleistung aus, die bis Ende 2024 aus der EEG-Förderung fällt (vgl. Abbildung 8).

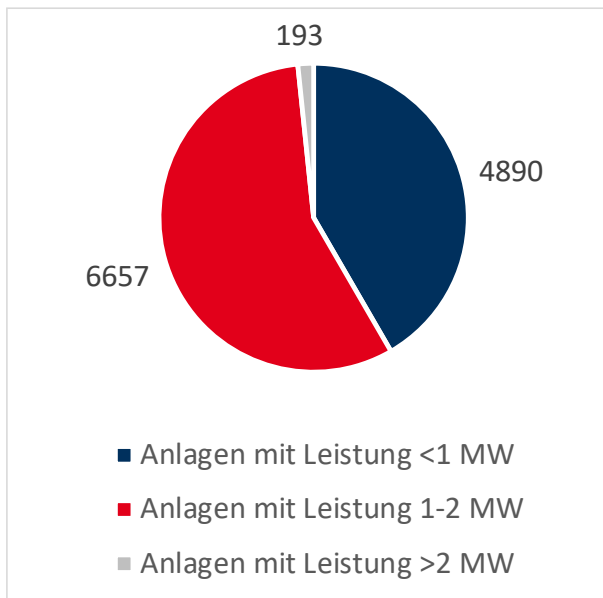


Abbildung 7: Anzahl WEA nach Leistungsklassen, die 2021-2025 aus der EEG-Förderung fallen (kumuliert)

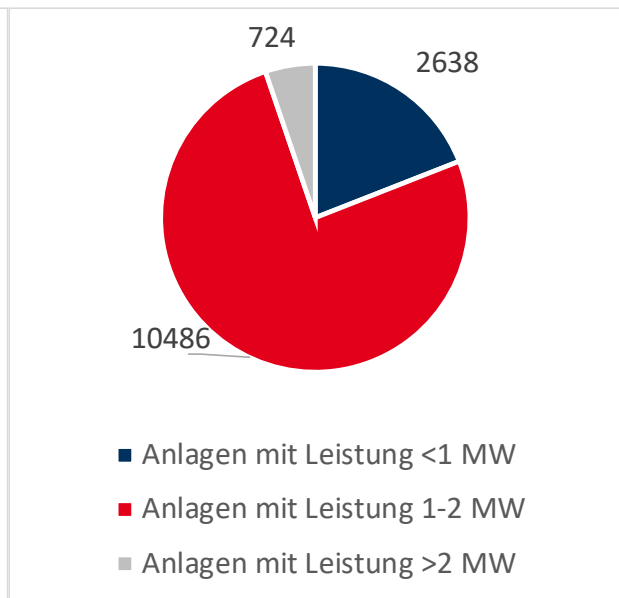


Abbildung 8: Installierte Leistung in MW nach Leistungsklassen, die 2021-2025 aus der EEG-Förderung fallen (kumuliert)

Abbildung 9 zeigt die geographische Verteilung der perspektivisch betroffenen WEA. Auch hier ist Niedersachsen wieder Spitzenreiter. Dort scheiden zwischen 2021 und 2025 etwa 3000 WEA mit insgesamt 3,6 GW Nennleistung aus der EEG-Förderung aus (rund ein Viertel der Gesamtleistung). An zweiter Stelle im Hinblick auf die Nennleistung rangiert Brandenburg mit 1,9 GW, gefolgt von Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen (beide 1,8 GW).

Vergleicht man die Jahre 2021 bis 2025 miteinander, so zeigt sich, dass im Jahr 2021 etwa dreimal so viele Anlagen aus der EEG-Förderung ausscheiden wie jeweils in den vier Folgejahren (vgl. Abbildung 10 und Abbildung 11). Während

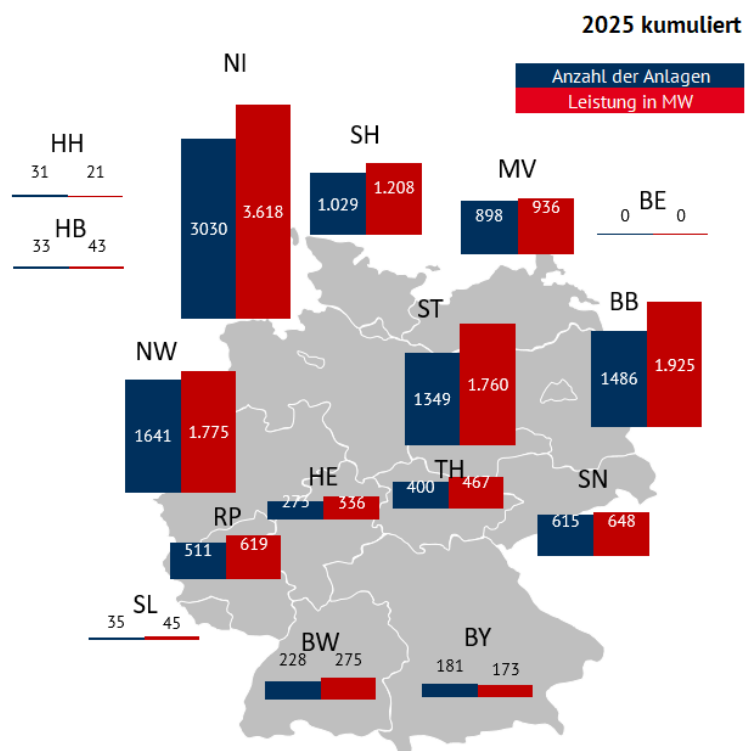


Abbildung 9: Anzahl und Leistung der Anlagen mit Förderende zum 31.12.2024 nach Bundesland (IBN bis einschl. 2004)

kleine WEA mit unter 1 MW Nennleistung in 2021 den Großteil der aus der Förderung fallenden Anlagen ausmachen, spielen sie in den Folgejahren kaum noch eine Rolle.

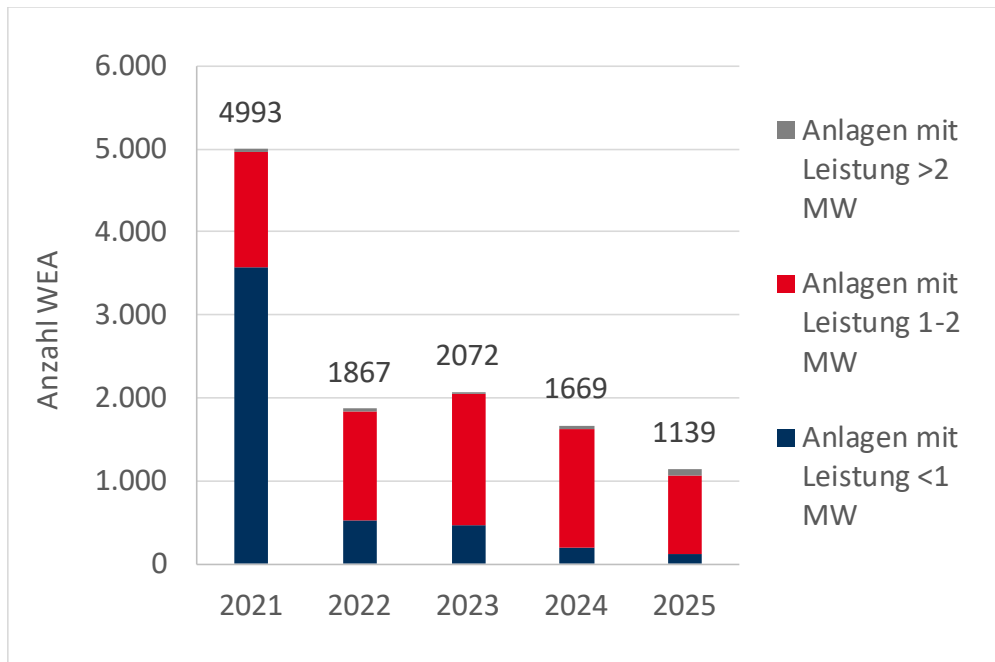


Abbildung 10: Anzahl der WEA je Leistungsklasse, die im jeweiligen Jahr aus der EEG-Förderung fallen

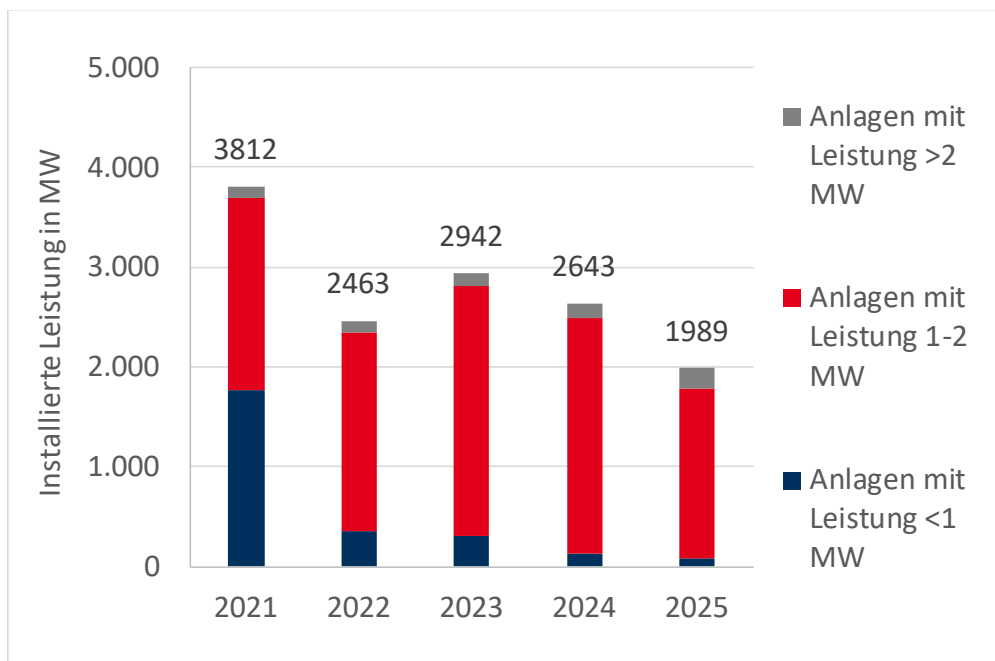


Abbildung 11: Installierte Windleistung in MW je Leistungsklasse, die im jeweiligen Jahr aus der EEG-Förderung fällt

1.4. WELCHE BETRIEBSKOSTEN HABEN ALTE WINDKRAFTANLAGEN?

1.4.1. ZUSAMMENSETZUNG DER WEITERBETRIEBSKOSTEN

Für den Bau und Betrieb von Windenergieanlagen fallen verschiedene Kosten an, die generell in Investitionskosten, Kapitalkosten und Betriebskosten unterteilt werden können.

Investitionskosten fallen überwiegend bei Planung und Bau der WEA an. Nachrüstungen der Anlage aufgrund von gesetzlichen Bestimmungen oder nicht versicherten Schäden können während der Betriebsphase zu weiteren Investitionskosten führen. Für Ü20-Altanlagen wird die Möglichkeit zusätzlich anfallender Investitionskosten jedoch als vernachlässigbar eingeschätzt. Dem liegt unter anderem die Annahme zugrunde, dass diese Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen auf Verschleiß gefahren werden bzw. zumindest von Reparaturen von Großkomponentenschäden abgesehen wird. Darüber hinaus wurden auch im Rahmen regulatorischer Eingriffe bisher stets Ausnahmeregelungen geschaffen, um die Wirtschaftlichkeit der Altanlagen nicht unverhältnismäßig zu beeinträchtigen. Ein Beispiel ist die Festlegung der BNetzA zur ab 01.07.2020 verpflichtenden, bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung: WEA, die binnen dreier Jahre aus der EEG-Förderung fallen, können demnach auf Antrag von dieser Verpflichtung befreit werden, da ihnen kategorisch eine „wirtschaftliche Unzumutbarkeit“ unterstellt wird (BNetzA, 2019).

Kapitalkosten fallen in Form von Renditen bzw. Zinsen für geliehenes Kapital der Eigentümer bzw. Fremdkapitalgeber an. Meist ist der Kredit für eine WEA spätestens nach 15–18 Jahren getilgt, sodass dann auch kein Schuldendienst mehr anfällt.

Die Betriebskosten betreffen all jene Kosten, die den laufenden Betrieb gewährleisten. Sie können in weitere Kostenkategorien unterteilt werden, die fixer und/oder variabler Natur sein können. Fixe Betriebskosten werden pro WEA bzw. pro installierter Leistung berechnet, variable Betriebskosten orientieren sich an den produzierten Kilowattstunden oder an den monetären Erträgen. In manchen Fällen ist die Zuordnung von der individuellen Vertragsgestaltung abhängig und nicht allgemeingültig möglich. Grundsätzlich fallen für Altanlagen dieselben Kostenbestandteile an wie für neuere Anlagen. Die jeweilige Höhe der Kosten kann jedoch deutlich abweichen. Dazu erfolgt nun eine detaillierte Betrachtung.

Wartung und Instandhaltung

Der Aufwand für Wartung und Instandhaltung macht den größten Anteil der Betriebskosten für eine WEA aus. Die jährlichen Kosten hängen normalerweise stark vom Alter der WEA ab. Für neue WEA wird i. d. R. ein Vollwartungsvertrag mit dem Hersteller oder einem qualifizierten

Dienstleister abgeschlossen. Dies bietet dem Anlagenbetreiber oder Eigentümer weitgehende Sicherheit, dass technische Defekte frühzeitig erkannt und größere Schäden vermieden sowie Störungen kurzfristig behoben werden. Außerdem ist dieser Vertrag meistens eine der Auszahlungsvoraussetzungen der finanzierenden Bank. Ein Vollwartungsvertrag beinhaltet oft ein ertragsabhängiges Entgelt sowie einen jährlichen Mindestbetrag, der in schwachen Windjahren auf jeden Fall zu zahlen ist. Das Entgelt ist meist gestaffelt nach Betriebsjahren und hängt auch vom vereinbarten Service-Umfang ab (z. B. ob die Reparatur von Großkomponenten enthalten ist oder nicht). In den Betriebsjahren 5 bis 12 ist das Entgelt häufig niedriger als in den ersten Betriebsjahren, nach dem 12. Betriebsjahr steigt das Entgelt wieder an. Der Vollwartungsvertrag wird meist für 16 bis 20 Jahre abgeschlossen. Der Anbieter garantiert im Gegenzug dem Betreiber eine Mindestverfügbarkeit der WEA (typischerweise 97 %).

Möglicherweise ist ein Vollwartungsvertrag für Ü20-WEA zu teuer. Der Dienstleister übernimmt das Risiko eines höheren Wartungsaufwandes um eine bestimmte Verfügbarkeit zu garantieren, was entsprechend eingepreist werden muss. Aufgrund der Beanspruchung der mechanischen Komponenten steigt die Wahrscheinlichkeit für umfassendere und häufigere Instandhaltungsmaßnahmen. Die Qualität der Dokumentation der Wartungs- und Schadenshistorie der WEA kann bei der Gestaltung eines Wartungsvertrags eine wichtige Rolle spielen. Der Betreiber der Anlage trägt zudem das Risiko, dass bei der Ü20-WEA ein Schaden an einer Großkomponente zur Außerbetriebnahme führen kann. Wenn die Reparatur zu teuer ist oder die benötigten Komponenten gar nicht mehr vom Hersteller für das entsprechende Modell vertrieben werden, muss die Anlage stillgelegt werden. Gegebenenfalls sind dann aber weiterhin Verpflichtungen aus langfristigen Verträgen zu erfüllen, sofern dies nicht anders geregelt ist. Als Alternative zur Vollwartung könnten Modelle mit einer Basiswartung und optionalen Zusatzpaketen eine Rolle spielen. Außerdem könnte ein technisches Gutachten einer unabhängigen Institution für mehr Klarheit sorgen, um den Wartungs- und Instandhaltungsaufwand der Ü20-WEA abzuschätzen. Die dafür anfallenden Zusatzkosten sind gegenüber den möglichen Kostenersparnissen aus einem Wartungsvertrag abzuwägen. Die Studie der deutschen WindGuard (2017) liefert darüber hinaus weitergehende Einblicke in verschiedene Wartungsstrategien.

Pachtkosten

Für eine WEA werden mehrere Flächen in Anspruch genommen, für die auch entsprechend Pachtgebühren an die Eigentümer zu entrichten sind. Dazu zählen der Standort der WEA samt Kranstellfläche, die Zuwegung zum Standort bis zur nächsten öffentlichen Straße sowie die Kabeltrassen vom Standort bis zum Netzanschluss. Eventuell kommen weitere Flächen für eine

Übergabestation oder ein Umspannwerk zum Stromnetz hinzu. Je nach Vertrag mit den Flächeneigentümern können diese Pachten als Pauschalbetrag oder ertragsabhängig vereinbart werden. Wenn ein Pachtvertrag für die Betriebsdauer mit EEG-Förderung von 20 Jahren ausgelegt war, ist er für Ü20-Anlagen zu verlängern. Wie sich die Pachtgebühren in diesem Fall verändern, bleibt jedoch vom Einzelfall und den jeweiligen Verhandlungspositionen abhängig. Der WEA-Betreiber hat grundsätzlich die Wahl zwischen Weiterbetrieb und Rückbau (sowie gegebenenfalls Repowering) und wird niedrigere Pachtgebühren favorisieren, die sich an den ohne Förderung geringeren Erlösen orientieren. Mit steigender Standortgüte verbessert sich jedoch die Verhandlungsposition des Verpächters, die Pacht erhöhen zu können. In den letzten 20 Jahren sind die Pachtgebühren für WEA eher deutlich gestiegen, da viele Flächeneigentümer am Aufschwung der Windenergie mitverdienen wollten und die Markterlöse dies auch hergaben.

Technische und kaufmännische Betriebsführung

Die technische Betriebsführung umfasst u. a. das Monitoring der Erträge, die Überwachung der technischen Verfügbarkeit und die Abstimmung mit dem Dienstleister des Wartungsvertrags. Die kaufmännische Betriebsführung dagegen kümmert sich u. a. um die Buchhaltung, die Abrechnung der Einspeisung und das Cashflow-Management. Diese Aufgaben kann der Anlageneigentümer selbst ausüben oder von separaten Dienstleistern ausüben lassen. Hierfür wird i. d. R. ein Betriebsführungsvertrag mit variabler Vergütung vereinbart. Die Vergütung liegt für die technische Betriebsführung bei 2,5 bis 3,5 Prozent, für die kaufmännische Betriebsführung bei 1,5 bis 2,5 Prozent des Einspeiseerlöses. Dies hängt auch vom Alter und der Größe des Windparks ab.

Direktvermarktung

Die kaufmännische Betriebsführung umfasst *nicht* die Direktvermarktung der WEA. Ein Direktvermarkter verlangt je nach Anlagenstandort unterschiedliche Dienstleistungsentgelte, die sowohl produktionsvariabel (in Cent pro vermarkteter Kilowattstunde) als auch monatlich fix (Euro pro Monat) berechnet werden können. Insbesondere kleine bis mittelgroße PV- oder Biogas-Anlagen (< 1 MW) erhalten üblicherweise ein fixes Entgelt, das sich an der installierten Erzeugungskapazität der Anlage orientiert.

Für Bestands-WEA mit mindestens 1 MW Erzeugungsleistung wird häufig ein individueller Tarif angeboten. Dabei kann das Dienstleistungsentgelt auch mal negativ sein, wenn das Einspeiseprofil der WEA besonders gut in das Portfolio des Direktvermarkters passt. Auch die Häufigkeit von Einspeisemanagement-Maßnahmen am jeweiligen Netzanschlusspunkt kann dabei eine Rolle spielen.

Versicherung

In der Bau- und Betriebsphase einer WEA sind verschiedene Versicherungen erforderlich. Für den Betrieb der WEA ist eine Haftpflichtversicherung erforderlich. Sie dient zur Deckung von Schäden an anderen Gegenständen oder Personen, die durch den regulären Betrieb der WEA verursacht wurden. Zusätzlich fordern finanzierende Banken eine Maschinen- und Betriebsunterbrechungsversicherung (MaBu), die insbesondere im Falle längerer Betriebsausfälle durch Reparaturarbeiten für die Vergütungsausfälle aufkommt, sofern dies nicht durch den Vollwartungsvertrag gedeckt ist. Diese Versicherungen sind i. d. R. von der installierten Leistung der WEA und dem Anlagentyp bzw. Hersteller abhängig.

Für den Weiterbetrieb von Ü20-Anlagen wäre mindestens eine Haftpflichtversicherung erforderlich. Die MaBu-Versicherung hat eher optionalen Charakter, sofern kein Kredit mehr zu tilgen ist. Mit der Kostenersparnis ohne MaBu-Versicherung geht der Anlagenbetreiber selbst das finanzielle Risiko ein, dass die WEA aufgrund von technisch bedingten Betriebsunterbrechungen übergangsweise kein Geld verdienen kann.

Weiterbetriebserlaubnis

Die Betriebserlaubnis einer WEA ist nach Bundesimmissionsschutzverordnung i. d. R. unbegrenzt. Allerdings muss eine Typenprüfung nach 20 Jahren erneuert werden, um die bauliche Sicherheit des Bauwerks (also der WEA) zu gewährleisten. Als fixe Kosten können also Kosten für die gutachterliche Bewertung anfallen (siehe auch Deutsche WindGuard, 2017, S. 37ff).

Ist ein Repowering geplant, sind in der Regel Kosten für eine neue Genehmigung nach Bundesimmissionsschutz-Verordnung (BImSchV) erforderlich.

Strombezugskosten

Für WEA, die durch das EEG finanziell gefördert werden (fixe Vergütung oder Marktprämienmodell), werden Stromerzeugung und Stromverbrauch der WEA mittels Zweirichtungszähler separat erfasst und entsprechend abgerechnet. Der Stromverbrauch entsteht durch die unterschiedlichen Aktoren (Stellmotoren, Hydraulikpumpen), Messeinrichtungen sowie Signal- und Kommunikationsinstrumente. Für den Stromverbrauch einer WEA wird grundsätzlich ein RLM-Vertrag abgeschlossen. Der Stromtarif hängt von angeschlossenen Spannungsebene, dem Alter und der technischen Ausstattung der WEA ab, sodass sich anlagenspezifische Strombezugskosten bilden. Die Netzentgelte und Umlagen werden dabei nur weitergereicht und sind entsprechend standortabhängig. Lediglich der Arbeitspreis ist mit dem Versorger verhandelbar. Viele WEAs sind

momentan noch in der Grundversorgung und könnten mit einem Tarif- oder Versorgerwechsel Einsparpotenziale heben und die Strombezugskosten senken.

Rückbau und Entsorgung

Rückbau- und Entsorgungskosten fallen zwar hinsichtlich des Mittelabflusses am Ende der Lebensdauer eines Windparkprojektes an, allerdings dürften in den meisten Fällen diese Mittel bis dahin längst angespart worden sein. Meist ist es eine der Auszahlungsbedingungen der finanzierenden Banken sowie Auflage der BImSch-Genehmigung, dass Rückbaukosten im Laufe der Projektlaufzeit angespart werden müssen (z. B. von Betriebsjahr 6 bis 15). Wenn ein Windparkprojekt aus der 20-jährigen EEG-Vergütung fällt, dann müssten die Mittel für den Rückbau in bar auf entsprechenden Konten vorhanden sein. Demnach zählen die Rückbaukosten nicht effektiv zu den Weiterbetriebskosten für Ü20-Anlagen. In der Gesamtkalkulation eines Projektes spielen sie jedoch eine Rolle.

Sonstige Kosten

Weitere, eventuell anfallende Kosten sind z. B. Rechts- und Beratungskosten, Verwaltungskosten oder Kosten für die Jahresabschlüsse der Betreibergesellschaft. Als Eigentümer dürfte z. B. ein aktualisiertes Windertragsgutachten sowie eine Preisprognose wichtig sein, um die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs zu prüfen.

Eine gute Beschreibung der einzelnen Kategorien ist auch in der Studie der deutschen WindGuard (2015) zur Kostensituation von Windkraftanlagen zu finden.

1.4.2. VERGLEICH DER EINSCHÄTZUNGEN ZU DEN WEITERBETRIEBSKOSTEN

Angesichts der sich im Zeitverlauf verändernden Höhe mancher Kostenelemente ist es grundsätzlich sinnvoll, die Lebensdauer einer WEA in Dekaden zu unterteilen und unterschiedliche Werte für die durchschnittlichen Betriebskosten je Dekade auszuweisen. Durch die mangelnde Datengrundlage zu Weiterbetriebskosten in der dritten Dekade haben die hier verglichenen Studien unterschiedliche Ansätze gewählt, um Abschätzungen darüber treffen zu können:

So hat die FA Wind (2018) über 100 Anlagenbetreiber mit einem kumulierten Portfolio von über 9 GW direkt nach ihren Erwartungen bezüglich der Weiterbetriebskosten ihrer bis 2025 aus dem EEG ausscheidenden WEA befragt. 73 der Teilnehmer konnten derlei Kosten in einer Antwort beziffern. Die Angaben lassen sich jedoch nicht in einzelne Kostenbestandteile aufschlüsseln.

Eine solche Unterteilung nimmt die deutsche WindGuard (2017) in ihrer Studie vor. Beim Großteil der Kostenbestandteile bezieht sie sich auf vorliegende Daten zu Durchschnittswerten deut-

scher WEA, die sich im Jahr 2017 in der zweiten Dekade ihrer Lebensdauer befanden. Zur Abschätzung der Wartungskosten für die dritte Dekade wurden zusätzlich Interviews mit Anlagenherstellern, unabhängigen Wartungsanbietern, Projektentwicklern und einem Versicherer durchgeführt.

Um die Kenntnisse dieser Studie über einzelne Betriebskosten-Komponenten besser einordnen zu können, werden sie den Zahlen in GZ (2016) in Tabelle 1 gegenübergestellt. Diese beruhen auf Erfahrungswerten internationaler Projektierer und sind als durchschnittliche Richtwerte zu sehen, insofern Kostenbestandteile variabel bepreist werden. Den Autoren zufolge sind Mindestbeträge bzw. fixe Kostenbestandteile insbesondere im internationalen Kontext zu stark von Einzelfällen abhängig, als das geeignete Richtwerte abgeleitet werden könnten. Um die Angaben aus GZ (2016) in Prozent der Erträge vergleichbar zu machen mit den Ergebnissen der deutschen Windguard (2017), wurden die Prozentwerte auf einen Beispielmarktwert von 4 ct/kWh bezogen und entsprechend umgerechnet.

Beim Vergleich fällt auf, dass die Werte der deutschen Windguard teilweise innerhalb der Spanne der GZ liegen, häufig jedoch darüber. Dies trifft insbesondere auf die Wartungs- und Instandhaltungskosten zu. Grund könnte sein, dass die Prozentwerte in GZ (2016) aus Konstrukten mit deutlich höherer Vergütung (z. B. 8 ct/kWh) abgeleitet wurden. Aus beiden Quellen geht jedoch eines deutlich hervor: Die Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie für die Flächenpacht sind mit Abstand die größten der in der Tabelle ausgewiesenen Kostenblöcke, deren Höhe bei der Frage des Weiterbetriebs entscheidend sein kann.

Tabelle 1: Einschätzungen zur Höhe einzelner Betriebskostenkategorien zum Weiterbetrieb von Windkraftanlagen nach Deutsche WindGuard (2017) und GIZ (2016)

Kostenkategorie	Fix oder variabel	Internationale WEA nach GIZ (2016), wenn Kostenkategorie variabel bepreist		Dts. WEA nach Deutsche WindGuard (2017)
		Anteil an Erträgen in %	Betrag in ct/ kWh bei Marktwert von 4 ct/ kWh	Durchschnittsbetrag in ct/ kWh
Wartung und Instandhaltung	Variabel (häufig mit Mindestbetrag)	10 – 15 %	0,40 – 0,60	0,80 - 1,60
Pachtkosten, Flächenpacht	Fix oder variabel	2 – 12 % (sehr abhängig von Marktgegebenheiten)	0,08 – 0,48	0,40
Betriebsführung (technisch und kaufmännisch)	Variabel	4 – 6 %	0,16 – 0,24	0,36
Direktvermarktung	Fix oder variabel	k. A.	-	k. A.
Versicherung	Fix oder variabel	0,5 bis 1 % (je nach Turbinentyp)	0,02–0,04	0,07
Weiterbetriebs-erlaubnis	Fix	k. A.	-	0,33 (5 Jahre Weiterbetrieb)
Strombezugs-kosten	Variabel	k. A.	-	k. A.
Rückbau und Entsorgung	Fix	Ca. 2 % (technologieabhängig)	0,08	k. A.
Sonstige Kosten	k. A.	k. A.	-	0,13

Basierend auf der Zusammenfassung der einzelnen Kostenbestandteile sowie einer Mindestrenditeanforderung von 0,75 ct/kWh schätzt die deutsche WindGuard (2017) die Gesamtkosten für den Weiterbetrieb je nach Wartungskonzept auf 2,8 bis 3,6 ct/kWh.

Demgegenüber stellt Abbildung 12 die Interviewergebnisse der FA Wind (2018) dar, aufgeteilt nach Leistungsklassen. Verzichtet man auf extreme Ausreißer und zieht die Quantilswerte heran, so ergeben sich hier durchschnittliche Weiterbetriebskosten von 3,5 bis 5 ct/kWh. Diese liegen deutlich über den Abschätzungen der deutschen WindGuard und wurden deshalb als konservativer Vergleichswert bei der Erlösabschätzung in Kapitel 1.1 herangezogen. Insgesamt bleibt jedoch festzuhalten, dass die Weiterbetriebskosten von WEA stark mit den Faktoren Standort und Wartungskonzept/Anlagenverfassung variieren.

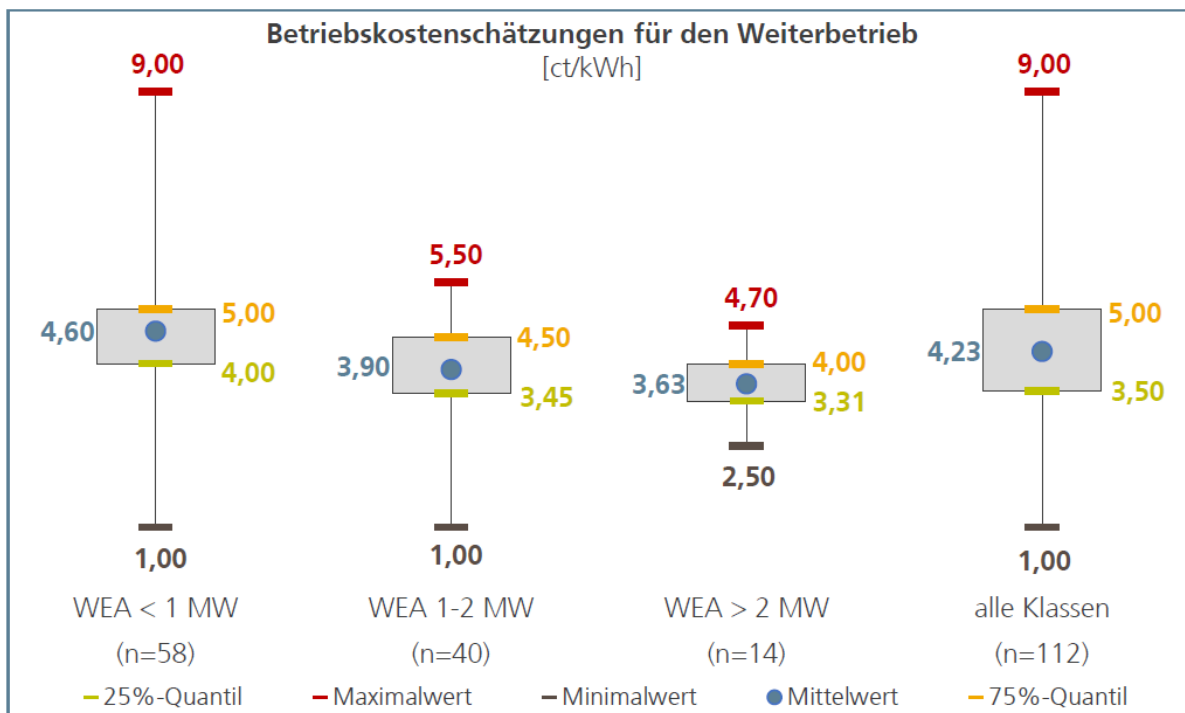


Abbildung 12: Ergebnis der Befragung der FA Wind (2018) zur Betriebskostenschätzung für den Weiterbetrieb von Ü20-Windanlagen

1.5. WEITERBETRIEBSOPTIONEN FÜR WEA

1.5.1. VORSTELLUNG POTENZIELLER VERMARKTUNGSOPTIONEN

Entscheiden sich WEA-Betreiber für den Weiterbetrieb, so ergeben sich im Wesentlichen zwei Optionen zur Vermarktung: Ein Weg führt über die sonstige Direktvermarktung am Spotmarkt

inklusive der Nutzung von Herkunftsnachweisen („auf Verschleiß bis zum technischen Betriebsende“), ein anderer über den Abschluss eines Fixpreis-PPAs³ mit einem Energieversorger oder (Groß-)Stromverbraucher.

Bei der Spotmarkt-Vermarktung ist ein Vertrag mit einem Direktvermarkter zu schließen, der die Anlage in sein Portfolio aufnimmt. Die Laufzeit eines solchen Vertrages ist typischerweise auf ein Jahr begrenzt und kann für diese Dauer wieder verlängert werden. Die Vergütung wird vertraglich festgelegt. Hier bietet sich die Vergütung des anlagenspezifisch erwirtschafteten Vermarktungswerts abzüglich eines Dienstleistungsentgelts an. Die Übertragung der Herkunftsnachweise zu einem bestimmten Preis kann vertraglicher Bestandteil sein, alternativ werden diese über andere bilaterale Handelspartner oder OTC-Plattformen vermarktet. Diese Vermarktungsoption geht einerseits mit einer hohen Erlösunsicherheit einher, andererseits bleibt der Betreiber bei größeren Ausfällen vertraglich relativ flexibel und geht keine langfristigen Verpflichtungen ein.

Umgekehrt verhält es sich beim Abschluss eines Fixpreis-PPA über mehr als ein Jahr: Hier geht der Anlagenbetreiber eine langfristige Lieferverpflichtung mit dem Vertragspartner ein, im Gegenzug kann er erwartete Erlöse im gleichen Umfang wie zu Zeiten der EEG-Förderung ex-ante abschätzen und seinen erwarteten Betriebskosten gegenüberstellen. Rollierende Einjahres-PPA stellen in diesem Zusammenhang einen Mittelweg der beiden beschriebenen Optionen dar. Die Fixpreisvergütung im Rahmen von PPA ist unter anderem von der Laufzeit und der individuellen Vertragsgestaltung abhängig, würde sich jedoch an den in Kapitel 1.1 dargestellten Zahlen zum Fair-Value orientieren. Grundsätzlich gilt: Werden vom Abnehmer mehr Risiken übernommen als im Rahmen klassischer Direktvermarktungsverträge, ist entsprechend mit einem niedrigeren Vergütungsniveau zu rechnen. Im Falle langwieriger Vertragsverhandlungen sollten zudem die daraus resultierenden, zusätzlichen Transaktionskosten bei der Entscheidung für eine Vermarktungsoption berücksichtigt werden. Eine Nutzung von Standardverträgen kann dem vorbeugen.

1.5.2. RECHTLICHE HÜRDEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Die rechtlichen Herausforderungen, die sich im Zusammenhang eines Weiterbetriebs von Solaranlagen nach ausgelaufener EEG-Vergütung ergeben, waren Gegenstand einer genaueren Betrachtung in einer kürzlich veröffentlichten Studie des UBA (UBA 2020). Der Fokus lag dabei auf der Frage, unter welchen Konditionen eine Weitervermarktung des produzierten Stroms möglich

³ Eine alternative PPA-Preisgestaltung ist grundsätzlich möglich, jedoch zur Sicherung des Weiterbetriebs von WEA in Deutschland bisher nicht marktüblich.

ist. Die betreffenden Erkenntnisse können ohne weiteres auch auf die Weitervermarktung von Windstrom übertragen werden. Von daher kann an dieser Stelle insoweit nach unten zu den Ausführungen für die Rechtslage bei Solaranlagen verwiesen werden (siehe 3.6.2).

Für Windenergieanlagen ist ergänzend darauf hinzuweisen, dass sich für diese auch planungs- und genehmigungsrechtliche Herausforderungen ergeben. Bereits bestehende WEA genießen bau- und genehmigungsrechtlich einen zeitlich unbefristeten Bestandsschutz. Das bedeutet, dass sie an der Stelle, an der sie sich befinden, weiter bestehen und betrieben werden können, wenn sie nicht wesentlich geändert werden sollten. Aus Gründen der besseren Wirtschaftlichkeit erscheint es an sich sinnvoll, ältere Anlagen durch neue, leistungsstärkere zu ersetzen („Repowering“). Da damit jedoch entweder ein Ersatz an anderer Stelle oder die Errichtung eines wesentlich anderen Bauwerks an gleicher Stelle verbunden ist, haben Repowering-Anlagen nicht am Bestandsschutz teil, sondern bedürfen einer neuen planungs- und genehmigungsrechtlichen Grundlage, deren Erlangung nicht sicher angenommen werden kann – auch wegen zwischenzeitlich erfolgter Veränderung der Rechtslage (im Hinblick etwa auf Abstände, Darstellung in Flächennutzungs- und Regionalplänen, Luftfahrt-Kennzeichnung etc.). Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass das Repowering alter Anlagen sehr häufig für die Betreiber keine realistische Alternative zum Weiterbetrieb der alten Anlage ist.

Das gilt erst recht, da für die „repowerten“ Anlagen, die rechtlich schlicht Neuanlagen sind, die inzwischen grundlegend geänderten Konditionen des EEG gelten. Auch für Repowering-Ersatzanlagen findet das Ausschreibungsregime des EEG Anwendung – mit der Konsequenz, dass die Möglichkeit der praktischen Umsetzung auch davon abhängt, ob sich für die betreffende Anlage tatsächlich ein Zuschlag erhalten lässt.

2. EXKURS: ENTWICKLUNG DER GEBOTSHÖHEN BEI DEN EE-AUSSCHREIBUNGEN

Ziel der Ausschreibungen für erneuerbare Energien ist es, den Wettbewerb zwischen Projektierern zu verstärken, und so die Gebotshöhen auf den anzulegenden Wert zu senken. Dadurch soll die EEG-Umlage entlastet werden. Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Spannweite und des Durchschnitts der Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Solaranlagen seit 2015. Nach einem deutlichen Abwärtstrend bis 2018 pendelten sich die durchschnittlichen Zuschlagswerte auf einem Niveau zwischen 4 und 6 ct/kWh ein. In 2020 lagen die Durchschnittswerte mit 5,18 ct/kWh im März bzw. 5,01 ct/kWh im Februar in der Mitte dieses Spektrums. Die niedrigsten Zuschlagswerte liegen mit 4,64 ct/kWh (März) bzw. 3,55 ct/kWh (Februar) zum Teil sogar unterhalb des vor der Corona-Krise erwarteten Marktwertniveaus der nächsten fünf Jahre. Ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung wäre für die betreffenden Akteure bereits in den nächsten Jahren interessant geworden. Der aktuelle Einbruch der Terminmarktpreise macht derartige Hoffnungen jedoch zunichte. Aktuell ist kaum abzuschätzen, auf welchem Niveau die Strompreise der nächsten Jahre liegen werden und ab welchem Zeitpunkt wieder Anreize zu einem solchen Wechsel bestehen.

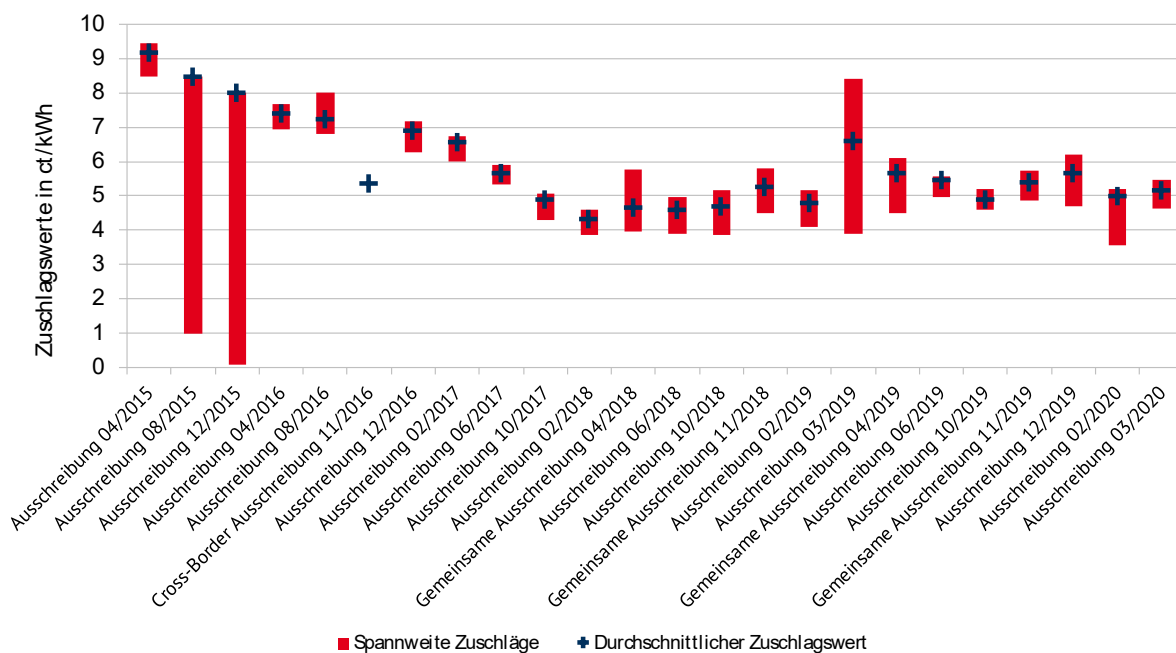


Abbildung 13: Ergebnisse der Ausschreibungen für Solaranlagen seit 2015

Die Ausschreibungsergebnisse für die Onshore-Windkraft seit 2017 sind in Abbildung 14 dargestellt. Im Gegensatz zu Solar ist der Zubau in diesem Bereich seit Ende 2018 aus verschiedens-

ten Gründen von unterdeckten Ausschreibungen geprägt. Der mangelnde Ausschreibungswettbewerb hat dazu geführt, dass sich die Zuschlagswerte seit langem nahe am zulässigen Höchstwert bewegen (aktuell 6,2 ct/kWh). Angesichts des erwarteten Marktwertniveaus der nächsten Jahre ist folglich davon auszugehen, dass Betreiber der bezuschlagten Onshore-Windanlagen weiterhin im gleitenden Marktprämienmodell bleiben werden.

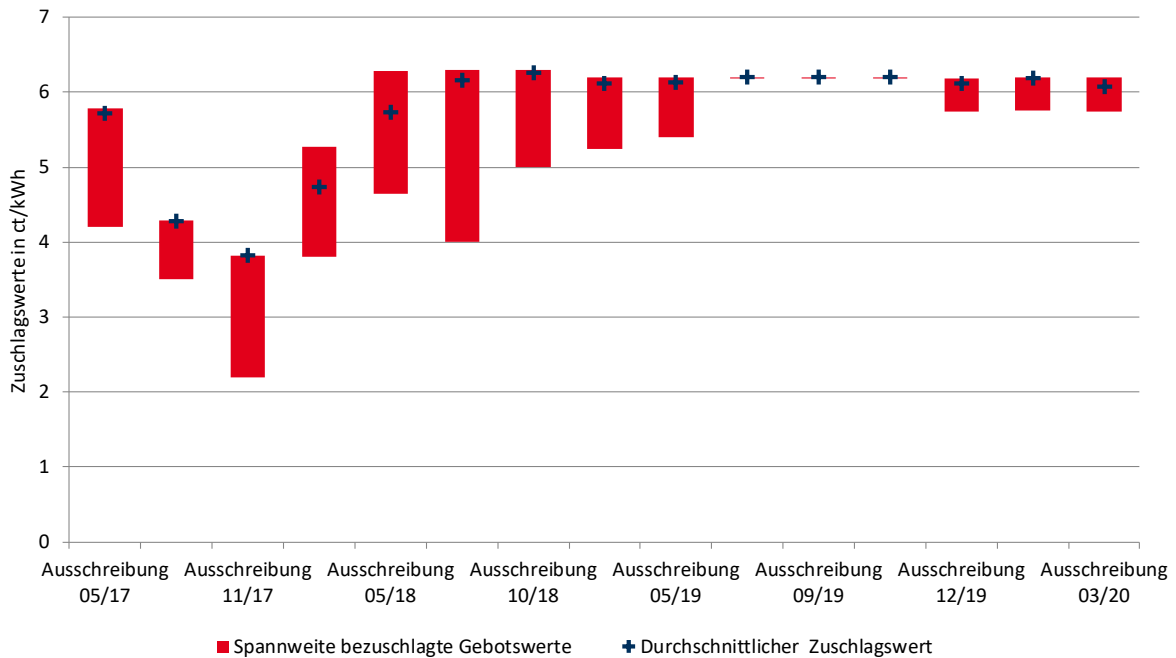


Abbildung 14: Ergebnisse der Ausschreibungen für Onshore-WEA seit 2017

Für Offshore-WEA sind bisher zwei Ausschreibungen durchgeführt worden, die beide überzeichnet waren (vgl. Abbildung 15). Die durchschnittlichen Zuschlagswerte lagen bei 0,44 (2017) und 4,66 ct/kWh (2018), in beiden Ausschreibungen wurden zudem Gebote zu 0 ct/kWh bezuschlagt. Es ist davon auszugehen, dass einige Offshore-Projektierer angesichts des langen Zeitraums zwischen Ausschreibungszuschlag und Inbetriebnahme auf ausreichend hohe Strompreise während der Betriebszeit setzen, die einen Wechsel in die sonstige Direktvermarktung ermöglichen. Daraus lässt sich folgender Schluss ziehen: Neben EEG-Altanlagen, die aus der Förderung fallen, werden in der nächsten Dekade auch EEG-Anlagen mit einem Anspruch auf Förderung in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Dies tun sie dann, wenn die Erlöse aus der sonstigen Direktvermarktung die Erlöse aus dem Marktprämiensystem übersteigt. Das geschieht durch hohe Marktwerte (Zusammenspiel aus Strompreis und Profilwert), durch niedrige anzulegen Werte und im Falle einer hohen Inflation durch eine Entwertung der nominal festgesetzten EEG-Förderung. Diese Bedingungen treten aktuell insbesondere bei Offshore-WEA und großen PV-Parks

auf, deren anzulegender Werte unterhalb künftig zu erwartender Marktwerte liegen. Perspektivisch sind auch Windenergieanlagen an Land zu dieser Transformation in die sonstige Direktvermarktung in der Lage, wie Beispiele aus anderen Ländern zeigen. In Deutschland sind die anzulegenden Werte aus den Ausschreibungen jedoch zu hoch und derzeit die Marktwerte zu niedrig, um das anzureizen.

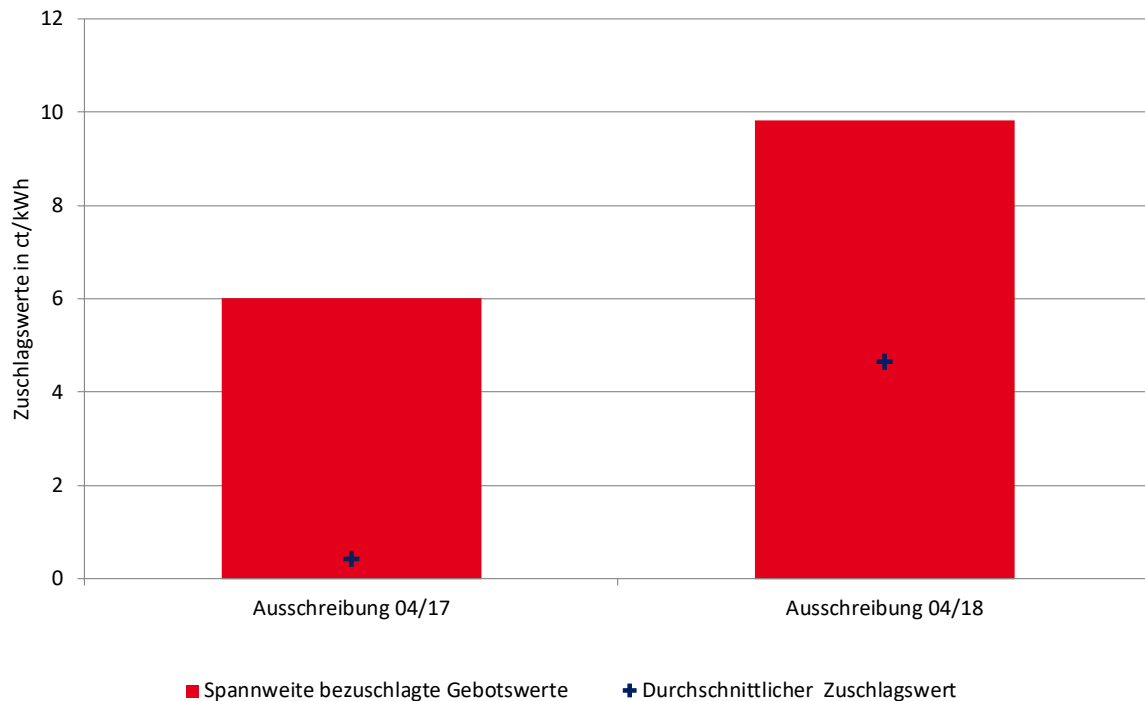


Abbildung 15: Ergebnisse der Ausschreibungen für Offshore-WEA seit 2017

3. LAGEBILD FÜR SOLARANLAGEN

3.1. ERLÖSABSCHÄTZUNG FÜR SOLARSTROM AM GROSßHANDELSMARKT

Äquivalent zu den Auswertungen für Windkraftanlagen in Kapitel 1.1 und 1.2 erfolgt hier die Abschätzung potenzieller Strommarkterlöse von Ü20-Solaranlagen mithilfe des Fair Value für die Vergütung im Rahmen eines PPA. Im Vergleich zu Wind fallen die Abschläge für die Vermarktungskosten, das Wetterrisiko und die Profilwertigkeit hier deutlich geringer aus. Dies ist unter anderem auf die geringere Volatilität bei der Solareinspeisung sowie die Einspeisung tagsüber zurückzuführen. Der „Fair Value“ für ein Fünfjahres-PPA mit Fixpreis und Abnahme aller prognostizierten Mengen hätte zum 27.03.2020 demnach 32,75 EUR/MWh betragen. Damit liegt der Wert für Solar oberhalb desjenigen für Wind, was durchaus als typisch bezeichnet werden kann.

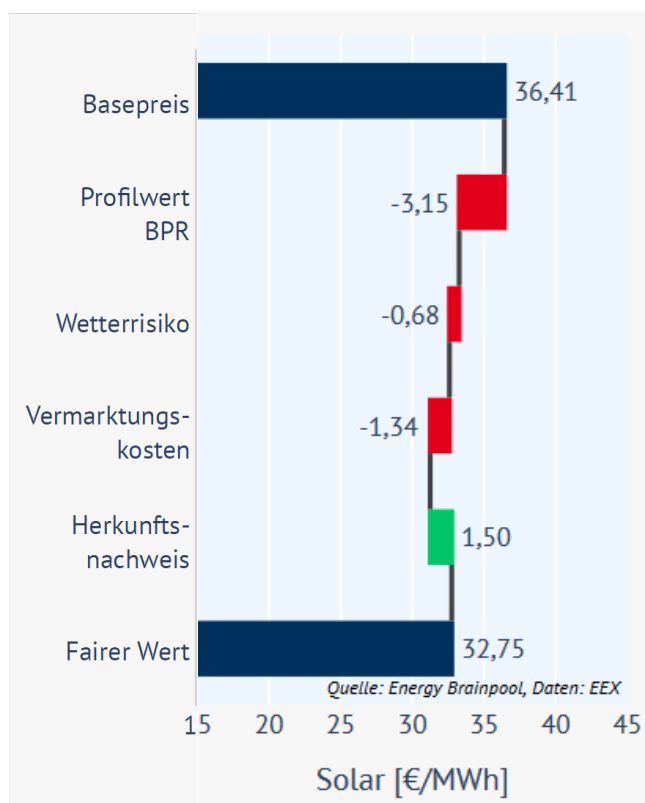


Abbildung 16: Fair Value eines Solar-PPAs mit Laufzeit von 5 Jahren (zuzüglich laufendes), Fixpreis, Pay-as-Prognosis, Bewertung zu Settlement-Preisen am 27.03.2020

3.2. ENTWICKLUNG DES „FAIR VALUES“ ÜBER DIE LETZTEN ZWEI JAHRE

Die Darstellung des „Fair Values“ je Handelstag in Abbildung 17 dient der Einschätzung der zeitlichen Entwicklung der Wirtschaftlichkeit für die vergangenen zwei Jahre. Die Berechnung erfolgt ex post und veranschaulicht die Marktlage einer Anlage, die sich zu den gezeigten Stichtagen

für einen Weiterbetrieb entscheidet. Unabhängig vom tatsächlichen Abschluss eines langfristigen Vermarktungsvertrags zeigt der „Fair Value“ die zu diesem Zeitpunkt wahrscheinlichen Erlöse auf, die ein Anlagenbetreiber für seine Entscheidung zu einem Weiterbetrieb zugrunde legt. Die dargestellte Bandbreite der Weiterbetriebs- und Vermarktungskosten gilt nur für die Anlagenklasse Altanlagen > 30 kW. Bereits für diese ist ein Weiterbetrieb aktuell nicht wirtschaftlich, doch in den vergangenen beiden Jahren war dieses zwischenzeitlich der Fall. Kleinere Anlagen zeigen noch höhere Kosten und für diese stellt sich die wirtschaftliche Situation als noch herausfordernder dar.

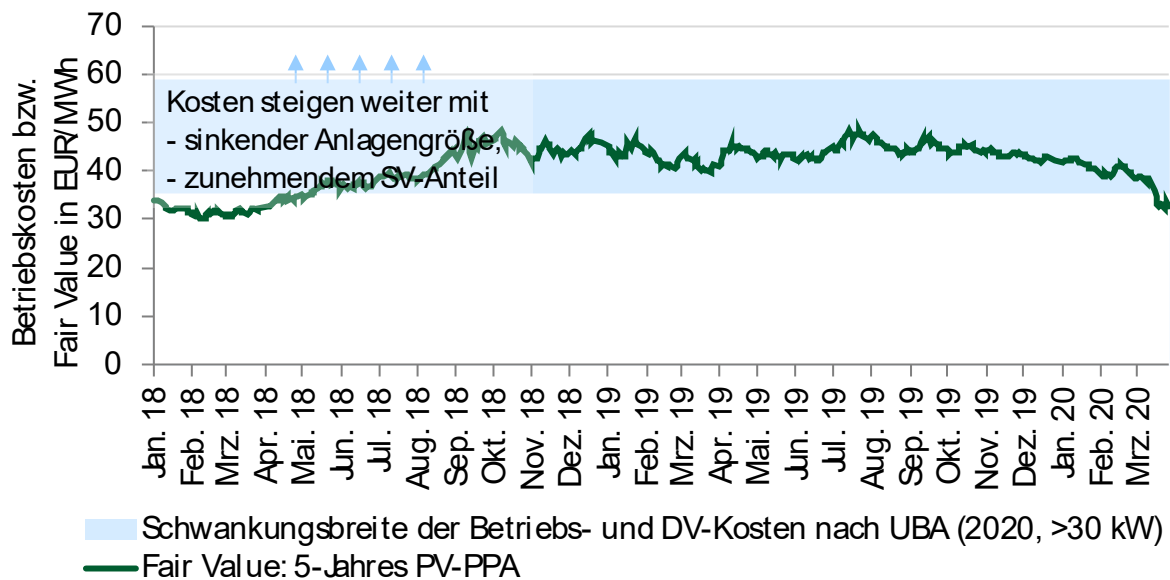


Abbildung 17: Fair Value eines 5-Jahres-PPAs je Handelstag [Quelle: eigen Berechnung nach Daten der EEX, ENTSO-E und UBA (2020)]

Die Entwicklung des „Fair Values“ zeigt im März 2020 einen scharfen Knick nach unten, dieser ist hauptsächlich auf die SARS-CoV-2-Pandemie zurückzuführen, die für Verwerfungen im Strommarkt gesorgt hat und die Weiterbetriebswahrscheinlichkeit drastisch reduziert hat.

3.3. ERLÖSABSCHÄTZUNG FÜR SOLARSTROM IM EIGENVERBRAUCH

Alternativ zur langfristigen Terminvermarktung, zur kurzfristigen Spot-Vermarktung des Solarstroms kann auch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs Erlöse generieren, die aus vermiedenen Kosten für den Netzstrombezug entstehen. Dieser monetäre Vorteil von Eigenverbrauch wird nachfolgend Eigenverbrauchsvorteil („EV-Vorteil“) genannt. Er ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Haushaltsstrompreis und der Belastung des selbstverbrauchten Stroms mit Steuern, Abgaben und Umlagen.

Belastung von Eigenstrom nach EEG 2017 und EE-RL 2018/2001

Unter der Maßgabe, dass Eigenstrom nicht mit der Nutzung eines Netzes allgemeiner Versorgung einhergeht, sondern am selben Standort personenidentisch und gleichzeitig erzeugt und verbraucht wird, fallen dafür gemäß StromNEV keine Netzentgelte an. Genauso gilt dies für die KWKG-Umlage (§ 9 KWKG) sowie alle Abgaben und Umlagen, die auf den KWK-Wälzungsmechanismus verweisen: Dies sind die § 19 StromNEV-Umlage, Konzessionsabgaben (§§ 46, 48 EnWG), die Umlage für abschaltbare Lasten (§18 AbLaV) sowie die Offshore-Netzumlage (§17 Abs. 2a EnWG). Angesichts dieses Grundsatzes der Systemkostenverteilung ist zu erwarten, dass diese Befreiung für Eigenstrom auch über den EEG-Förderzeitraum von EE-Anlagen hinaus Bestand hat (Geiss Lutz, 2013).

Übrige Strompreisbestandteile umfassen die Stromsteuer und die EEG-Umlage.⁴ Hier ist eine Belastung von Eigenstrom grundsätzlich möglich. Nach § 9 Abs. 1 StromStG sind Eigenverbrauchsmengen von Anlagen erneuerbarer Energien von der Stromsteuer befreit, eine zeitliche Beschränkung auf den Förderzeitraum o. Ä. besteht nicht.

Bleibt die Belastung von Eigenversorgern mit der EEG-Umlage. Diese ist in § 61 EEG 2017 definiert. Beispielsweise sind Eigenstrommengen aus Anlagen mit einer Nennleistung von unter 10 kW zeitlich beschränkt auf den Förderzeitraum von der EEG-Umlage befreit (vgl. § 61a). Ungeachtet der Anlagengröße fallen Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme bis 2005 jedoch unter die Bestimmungen des § 61f Abs. 2 bzw. 3 für ältere Bestandsanlagen mit nachweisbarer Eigenstromnutzung vor 1.9.2011. Der Gesetzgeber unterscheidet hier zwei Typen von älteren Bestandsanlagen: Nach § 61f Abs. 2 sind dies alle Stromerzeugungsanlagen, die nicht nach dem 31.07.2014 erneuert, erweitert oder ersetzt worden sind. Nach § 61f Abs. 3 umfasst dies ferner auch Anlagen, deren Nennleistung durch Erneuerung, Erweiterung oder Ersatz an demselben Standort nach dem 31.07.2014, aber vor dem 1.1.2018 um höchstens 30 Prozent erhöht wurde.

Für Eigenstrommengen der Anlagen nach § 61f Abs. 2 entfällt die Belastung mit der EEG-Umlage vollständig, für Anlagen nach § 61f Abs. 3 müssen zusätzliche Kriterien erfüllt sein: Der Strom darf nicht durch ein Netz geleitet werden, es muss ein räumlicher Zusammenhang bestehen und die gesamte Stromerzeugungsanlage muss bereits vor dem 1. Januar 2011 im Eigentum

⁴ Die Betrachtung der Umsatzsteuer wird hier vernachlässigt. Für Anlagenbesitzer, die nicht unter die Kleinunternehmerregelung fallen, ist zwar auch Eigenstrom umsatzsteuerpflichtig. Eine allgemeingültige Analyse wird jedoch dadurch erschwert, dass verschiedene Ansätze zur Ermittlung der Steuerpflicht auf Eigenverbrauchsmengen zur Verfügung stehen, die unterschiedliche Resultate hervorrufen.

des Letztverbrauchers gestanden haben und auf seinem Betriebsgrundstück errichtet worden sein (vgl. § 61f Abs. 4). Nachfolgend wird davon ausgegangen, dass diese Bedingungen beim Großteil der Ü20-Aufdachanlagen erfüllt werden.

Generell gilt für ältere Bestandsanlagen im Solarbereich: Bei Erneuerung oder Ersatz (ohne Leistungserhöhung) entfällt die EEG-Umlagenbelastung für Eigenstrommengen vollständig, solange diese EEG-gefördert wird oder noch nicht handelsrechtlich abgeschrieben wurde (vgl. § 61g Abs. 3). Es ist davon auszugehen, dass Anlagen, die bis 2025 aus der EEG-Förderung fallen, handelsrechtlich abgeschrieben wurden. Wurden Ü20-Anlagen (vorausgesetzt, sie sind ältere Bestandsanlagen nach § 61f Abs. 2 bzw. 3) ab dem 1.1.2018 ohne Leistungserhöhung erneuert oder ersetzt und sind die vorgenannten Voraussetzungen aus § 61f Abs. 4 gegeben, beträgt die fällige EEG-Umlage 20 Prozent (vgl. § 61g Abs. 2). In abweichenden Fällen fallen 40 Prozent EEG-Umlage gemäß § 61b an, z.B. wenn die Leistung vor dem 1.1.2018 über 30 Prozent erhöht oder ab dem 1.1.2018 generell erhöht wurde.

Anders als das EEG 2017 sieht die EU-Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energien aus erneuerbaren Quellen (kurz EE-RL) unter anderem vor, den Eigenverbrauch für nicht geförderte Anlagen unter 30 kW von jeglichen Umlagen, Entgelten und Steuern zu befreien (vgl. Art. 21 Abs. 2 a) ii) EE-RL und Art. 21 Abs. 3 EE-RL). Anlagen oberhalb dieser Grenze können demzufolge belastet werden, insofern sie nicht auf ungerechte Weise diskriminiert werden. Die Richtlinie soll bis zum 30.06.2021 in nationales Recht umgesetzt werden. Die für Ü20-Bestandsanlagen relevanten Unterschiede zwischen EEG und EE-RL beziehen sich folglich auf alle Anlagen unter 30 kW, die entweder

- vor dem 1.1.2018 eine Leistungserhöhung von über 30 Prozent erhalten haben,
- nach dem 1.1.2018 mit Leistungserhöhung erweitert, erneuert oder ersetzt wurden, oder
- keine EEG-Förderung mehr in Anspruch nehmen und nach dem 1.1.2018 ohne Leistungserhöhung erweitert, erneuert oder ersetzt wurden.

Der Eigenverbrauch dieser Anlagen dürfte nach der Umsetzung der EE-RL nicht mit der verringerten EEG-Umlage belastet werden (aktuell 40, null und 20 Prozent).

Eigenverbrauchsvorteil vor und nach Förderende

Nachfolgend wird der Eigenverbrauchsvorteil für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2000 jeweils vor und nach dem Förderende miteinander verglichen. Nach § 8 EEG 2000 erhalten die Betreiber bis zum 31.12.2020 eine feste Einspeisevergütung von 56,62 ct/kWh, es besteht keine separate Förderung des Eigenverbrauchs.⁵ Für das Jahr 2021 (nach Förderende) wird zwischen zwei Fällen unterschieden: In Fall a) wird die EE-RL nicht rechtzeitig in deutsches Recht umgesetzt, in Fall b) ist die Umsetzung berücksichtigt. Zusätzlich wird nach der Art der Anlage (z. B. erneuert/unverändert, über/unter 30 kW) unterschieden.

Zur Berechnung des EV-Vorteils in 2020 und 2021 wurde die BDEW-Strompreisanalyse (2020) herangezogen, die den durchschnittlichen Haushaltsstrompreis (31,14 ct/kWh) im Januar 2020 sowie die EEG-Umlage (6,756 ct/kWh) für einen Haushalt mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh/a im Jahr 2020 ausweist. Dies ist eine Vereinfachung, für 2021 sind diesbezüglich abweichende Werte zu erwarten. Angesichts des steigenden Trends der vergangenen Jahre einerseits, und politisch geplanten Entlastungen bei diesen Kostenkomponenten andererseits, bleibt die weitere Entwicklung völlig offen.

Aus Tabelle 2 geht hervor, dass sich insbesondere der effektive EV-Vorteil nach Förderende deutlich erhöht. Während die hohe Einspeisevergütung der Ersparnis der Netzbezugskosten für die ersten EEG-Anlagen noch entgegenwirkt, sinkt die mögliche Vergütung der Überschussmengen nach Auslaufen der Förderung höchstwahrscheinlich unter das Niveau des Haushaltsstrompreises. Im Falle einer Abregelung von Überschüssen entspricht der EV-Vorteil ohne Berücksichtigung von Opportunitätskosten dem effektiven EV-Vorteil. Je nach Anlagenart nimmt der Anreiz so um den Faktor 2,5 bis 3 zu.

Der Unterschied zwischen den Fallbeispielen 2021a und 2021b beim effektiven EV-Vorteil beträgt unter den gegebenen Annahmen 1,4 ct/kWh für ab dem 1.1.2018 umgerüstete Anlagen ohne Leistungserhöhung, bzw. 2,7 ct/kWh für aufgerüstete Anlagen mit einer Leistungserhöhung ab dem 1.1.2018 oder einer Leistungserhöhung über 30 Prozent vor dem 1.1.2018. Bei einem Autarkiegrad von 25 Prozent und einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh läge die jährliche Zusatzbelastung für den Durchschnittshaushalt im Fall 2021a demnach bei 12 bzw. 25 EUR/a. Für Betreiber von Ü20-Anlagen bedeutet das: Während eine Erneuerung oder Erweiterung von

Anlagen mit einer Leistung von unter 30 kW im Fall 2021a vorerst mit einer moderaten, zusätzlichen Eigenstrombelastung verbunden ist, ist dies im Falle der rechtzeitigen Umsetzung der EE-RL im Fall 21b ohne Einbußen möglich. Für Anlagen über 30 kW sind keine wesentlichen Unterschiede zu erwarten, da Änderungen im EEG hier zur Umsetzung der EE-RL nicht zwingend erforderlich sind.

Tabelle 2 bietet eine Übersicht über den resultierenden EV-Vorteil je nach Fallbeispiel und Anlagenart. Neben dem direkten EV-Vorteil, der sich aus den ersparten Netzbezugskosten ergibt, bezieht der effektive EV-Vorteil zudem die Opportunitätskosten einer Nicht-Einspeisung mit ein. Der effektive Wert ist der wahre Anreiz zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs bei gleichbleibendem Jahresverbrauch, also faktisch einer Erhöhung der Gleichzeitigkeit von Stromproduktion und -verbrauch. Ein Beispiel: Entscheidet sich der Betreiber einer unveränderten älteren Bestandsanlage an einem sonnigen Tag im Jahr 2020 zur mehrstündigen Nutzung seiner Waschmaschine (in etwa 1 kWh Stromverbrauch), so spart er für diesen Verbrauch 31,4 ct an Netzbezugskosten. Sein Eigenverbrauch ist vollständig von der EEG-Umlage befreit. Würde er stattdessen die Waschmaschinennutzung in die Nacht verschieben, so erhält er 19,3 ct (50,62 ct Einspeisevergütung für den ungenutzten Tagesstrom minus 31,4 ct Nachtstromverbrauch). Die Differenz der beiden Werte ergibt einen effektiven EV-Vorteil von 12,1 ct. Zusätzlich wird dieser Vorteil für beispielhafte Autarkiegrade von 25 und 50 Prozent in eine jährliche Ersparnis in Euro umgerechnet.

Aus Tabelle 2 geht hervor, dass sich insbesondere der effektive EV-Vorteil nach Förderende deutlich erhöht. Während die hohe Einspeisevergütung der Ersparnis der Netzbezugskosten für die ersten EEG-Anlagen noch entgegenwirkt, sinkt die mögliche Vergütung der Überschussmengen nach Auslaufen der Förderung höchstwahrscheinlich unter das Niveau des Haushaltsstrompreises. Im Falle einer Abregelung von Überschüssen entspricht der EV-Vorteil ohne Berücksichtigung von Opportunitätskosten dem effektiven EV-Vorteil. Je nach Anlagenart nimmt der Anreiz so um den Faktor 2,5 bis 3 zu.

Der Unterschied zwischen den Fallbeispielen 2021a und 2021b beim effektiven EV-Vorteil beträgt unter den gegebenen Annahmen 1,4 ct/kWh für ab dem 1.1.2018 umgerüstete Anlagen ohne Leistungserhöhung, bzw. 2,7 ct/kWh für aufgerüstete Anlagen mit einer Leistungserhöhung ab dem 1.1.2018 oder einer Leistungserhöhung über 30 Prozent vor dem 1.1.2018. Bei einem Autarkiegrad von 25 Prozent und einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh läge die jährliche

Zusatzbelastung für den Durchschnittshaushalt im Fall 2021a demnach bei 12 bzw. 25 EUR/a. Für Betreiber von Ü20-Anlagen bedeutet das: Während eine Erneuerung oder Erweiterung von Anlagen mit einer Leistung von unter 30 kW im Fall 2021a vorerst mit einer moderaten, zusätzlichen Eigenstrombelastung verbunden ist (EEG-Umlage: 20 Prozent ohne bzw. 40 Prozent mit Leistungserhöhung), ist dies im Falle der rechtzeitigen Umsetzung der EE-RL im Fall 21b ohne Einbußen möglich. Wurde die Anlage bereits während der EEG-Förderung verändert, so ergibt sich im Fall 2021a eine durch das Förderende bedingte Zusatzbelastung von 20 Prozent der EEG-Umlage. Für Anlagen über 30 kW sind keine wesentlichen Unterschiede zu erwarten, da Änderungen im EEG hier zur Umsetzung der EE-RL nicht zwingend erforderlich sind.

Tabelle 2: EV-Vorteil je Fallbeispiel für eine Solaranlage mit IBN bis 2000; Annahmen zu Haushaltsstrompreis und EEG-Umlage für 2020 und 2021 basieren auf Zahlen des BDEW (2020) für das Jahr 2020, bezogen auf einen Durchschnittshaushalt mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh/a

Fallbeispiel	Art der älteren EE-Bestandsanlage nach § 61 f und g EEG bzw. EE-RL 2018/2001	EV-Vorteil in ct/kWh	Effektiver EV-Vorteil in ct/kWh*	Effektiver EV-Vorteil in EUR/a bei 3.500 kWh/a	
				EV 25 %	EV 50 %
2020: EEG-Anlage (50,62 ct/kWh)	nach dem 31.07.2014 unverändert, oder verändert ohne Leistungserhöhung bzw. mit Leistungserhöhung < 30 % vor 1.1.2018	31,4	12,1	107	214
	Leistungserhöhung ab 1.1.2018 oder > 30 % vor 1.1.2018	28,7	9,4	82	164
2021a: Ü20-Anlage, EEG-Umlage- pflicht gemäß EEG 2017	nach dem 31.07.2014 unverändert, oder verändert ohne Leistungserhöhung bzw. mit Leistungserhöhung < 30 % vor 1.1.2018	31,4	≥ 31,4	275	550
	Umgerüstet ab 1.1.2018, ohne Leistungserhöhung	30,0	≥ 30,0	263	526
	Leistungserhöhung ab 1.1.2018 oder > 30 % vor 1.1.2018	28,7	≥ 28,7	250	500
2021b:	< 30 kW	31,4	≥ 31,4	275	714
	> 30 kW (keine Veränderung bei	30,0 oder 28,7	≥ 30,0 oder 28,7	263 oder 250	526 oder 500

Ü20-Anlage, EEG-Umlage- pflicht gemäß Art. 21 EE-RL	Umsetzung der Minimal- vorgaben in EE-RL)				
--	--	--	--	--	--

*unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten einer Nicht-Einspeisung (ergeben sich aus der Vergütung für die Netzeinspeisung abzüglich der Netzstrombezugskosten)

3.4. LAGE- UND GRÖßENVERTEILUNG VON ANLAGEN, DIE KEINE EEG-VERGÜ- TUNG MEHR ERHALTEN

Die Daten dieses Kapitels basieren auf Auswertungen des Marktstammdatenregisters (MaStR) der BNetzA. Da das MaStR sich zum Redaktionszeitpunkt weiterhin in einem Qualitätsmanagementprozess befindet, werden die hier dargestellten Daten mit denen aus UBA (2020) verglichen. Mit den EEG-Stammdaten nutzt die Studie des UBA eine alternative Primärdatenquelle. An relevanten Stellen werden diese Abweichungen soweit möglich kenntlich gemacht. Weiterhin wird für diese Analyse nach zwei Kategorien unterschieden:

- **Akut betroffene Solaranlagen** mit Förderende zum 31.12.2020, für die bereits im Jahr 2021 ein neues Geschäftsmodell für den Weiterbetrieb erforderlich ist. [18.640 Anlagen mit zusammen 73 MW Leistung⁵]
- **Perspektivisch betroffene Solaranlagen** mit Förderende zwischen dem 31.12.2020 und dem 31.12.2024, für die neue Geschäftsmodelle ab den Jahren 2021 bis 2025 erforderlich werden. [128.820 Anlagen mit 1092 MW⁶]

Akut betroffene Solaranlagen (keine EEG-Förderung ab 2021)

Wie sich die akut betroffenen Solaranlagen auf die Bundesländer verteilen, ist in Abbildung 6 zu sehen. Aus Übersichtsgründen wurde die Anlagenanzahl durch den Faktor 100 dividiert. Es herrscht eine starke, regionale Konzentration: Mehr als zwei Drittel der bis zum Jahr 2000 errichteten Pionieranlagen verteilt sich auf drei Bundesländer. 30 Prozent der Anlagen (5.600 Anlagen mit insgesamt 22 MW) stehen in Bayern, 25 Prozent (4.700, 20 MW) in Nordrhein-Westfalen und 13 Prozent (2.400, 11 MW) in Baden-Württemberg. Unter den restlichen Bundesländern erreichen nur Hessen und Niedersachsen dreistellige Anlagenzahlen.

⁵ 114 MW mit IBN bis 2000 gemäß AGEE-Stat (2019), davon 86 MW mit IBN von 1997 bis 2000

⁶ 1.105 MW mit IBN bis 2004 gemäß AGEE-Stat (2019)

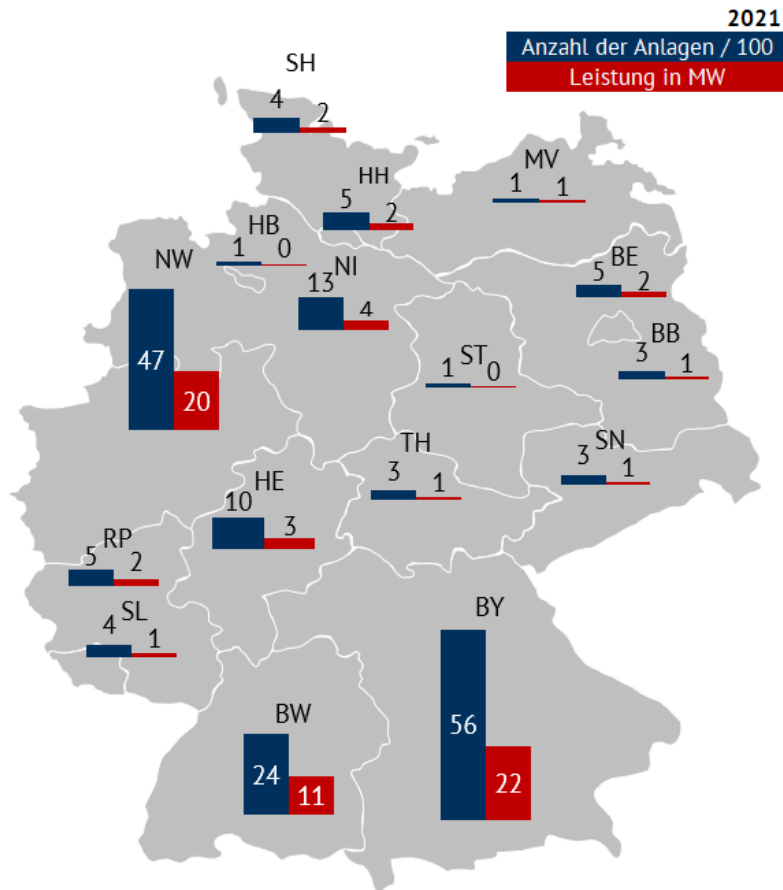


Abbildung 18: Anzahl dividiert durch 100 und Leistung der Anlagen mit Förderende zum 31.12.2020 nach Bundesland (IBN bis einschl. 2000)

Perspektivisch betroffene Anlagen (keine EEG-Förderung ab 2025)

In diesem Abschnitt werden die Anlagen nach Leistungsklassen unterschieden. Die Unterteilung wurde dabei unter folgenden Gesichtspunkten gewählt: Solaranlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 7 kW sind gemäß § 29 MsbG von der Pflicht befreit, durch den Messstellenbetreiber mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet zu werden. Die Grenzen von 10 kW und 30 kW betreffen vorrangig die zu entrichtenden Umlagen für selbstverbrauchten Strom nach § 61 EEG 2017. Bis zu einer EEG-Anlagenleistung von 10 kWp ist dieser Strom bis zu einem Volumen von 10.000 kWh pro Jahr vollständig von der EEG-Umlage befreit. Bis 30 kW gilt das Verlangen von vorangehenden Abschlägen auf die EEG-Umlage als nicht angemessen, und es bestehen lediglich vereinfachte Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit. Ab einer Leistung von 100 kW ist die Teilnahme an der Direktvermarktung indirekt verpflichtend, da ab dieser Leistung das Erhalten einer Einspeisevergütung nur für drei aufeinanderfolgende Monate und maximal sechs Monate pro Jahr möglich ist (§ 21 EEG 2017).

Abbildung 19 stellt die Aufteilung der perspektivisch betroffenen Anlagen nach Leistungsklassen dar. Die Kleinanlagen bis 7 kW machen zahlenmäßig fast drei Viertel aller Anlagen aus (71 Prozent), gefolgt von Anlagen im Bereich von 10 bis 30 kW mit 17 Prozent (linke Grafik). Im Hinblick auf den Beitrag zur installierten Leistung machen Anlagen zwischen 10 bis 30 kW rund 36 Prozent und Kleinanlagen unter 7 kW circa 30 Prozent der Gesamtleistung aus, die bis Ende 2024 aus der EEG-Förderung fällt (rechte Grafik). Die Anteile von Anlagen über 30 kW betragen lediglich 3 Prozent (bezogen auf die Anzahl) bzw. 27 Prozent (bezogen auf die Leistung).

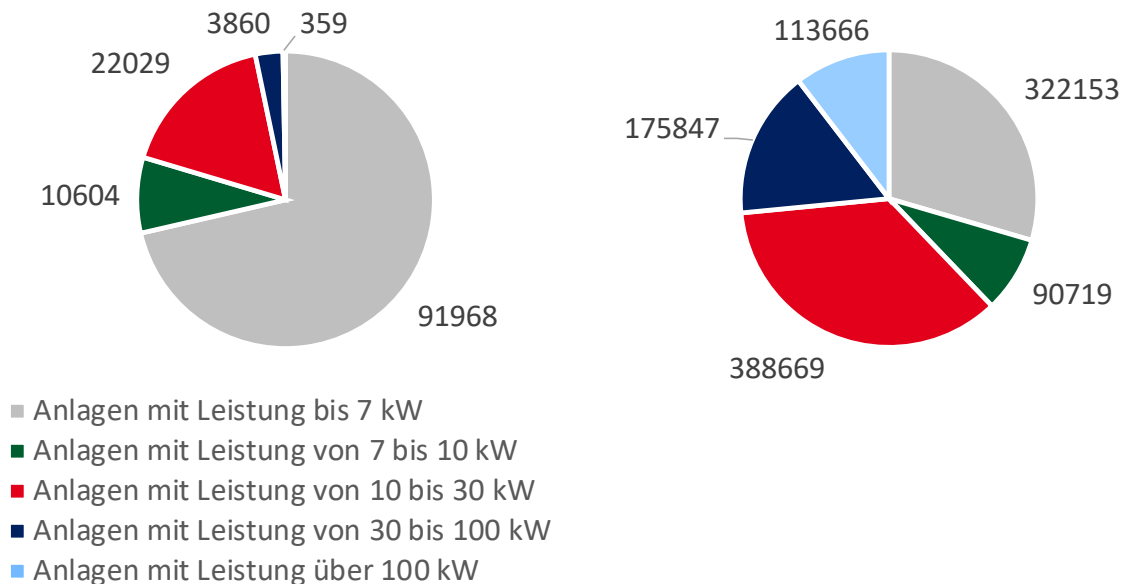


Abbildung 19: Anzahl (links) und installierte Leistung in kW (rechts) der Anlagen mit Förderende zum 31.12.2024 nach Leistungsklassen (IBN bis einschl. 2004)

Abbildung 20 stellt die geographische Verteilung der bis Ende 2024 aus der Förderung fallenden Solaranlagen dar. Aus Übersichtsgründen wurde die Anlagenanzahl durch den Faktor 10 dividiert. Die drei Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen bleiben auch hier vor allen anderen Bundesländern. Jedoch haben sich die Gewichte im Vergleich zu den akut betroffenen Solaranlagen verschoben: Die beiden süddeutschen Bundesländer haben Nordrhein-Westfalen deutlich abgehängt und stellen mit 57 zu 9 Prozent nun den deutlich größeren Anteil der Anlagenzahl. Betrachtet man die installierte Leistung, ergeben sich ähnliche Proportionen (64 zu 10 Prozent). Unter den restlichen Bundesländern liegen Niedersachsen (7.162 Anlagen, 53 MW), Hessen (5.728 Anlagen, 46 MW) und Rheinland-Pfalz (3.765 Anlagen, 37 MW) vorne.

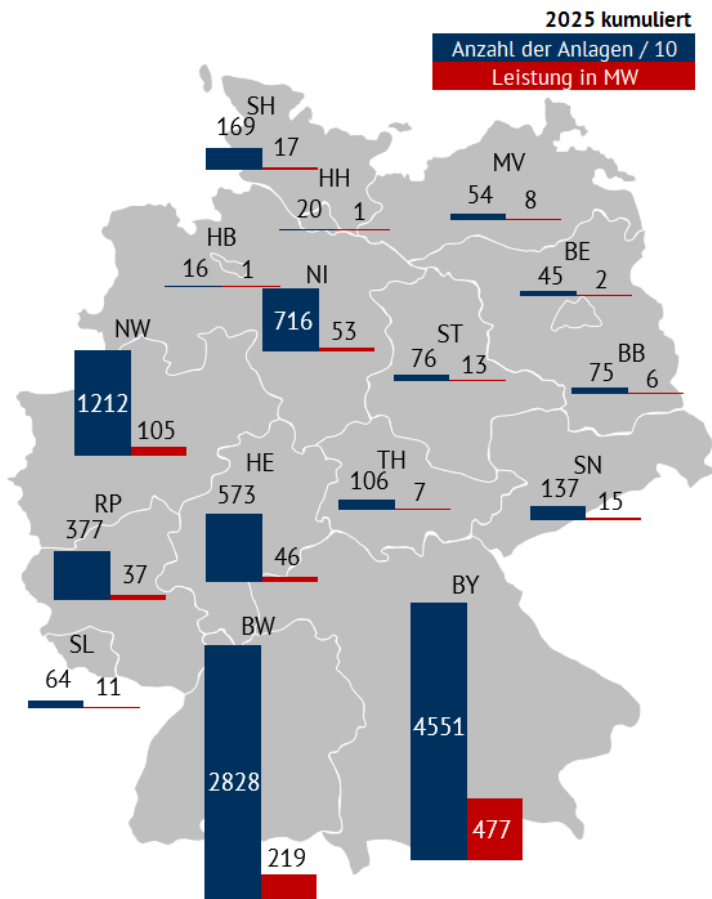


Abbildung 20: Anzahl dividiert durch 10 und Leistung der Anlagen mit Förderende zum 31.12.2024 nach Bundesland (IBN bis einschl. 2004)

Abbildung 21 und Abbildung 22 vergleichen die Jahre 2021 bis 2025 im Hinblick auf die Anzahl und Leistung der jeweils aus dem EEG scheidenden Solaranlagen. Mit fortschreitendem Zeitverlauf steigen die Anteile größerer Leistungsklassen, und damit auch die jährlich installierte Leistung sowie die durchschnittliche Anlagengröße. In Relation zur jährlich ausscheidenden Gesamtleistung wächst der Anteil der Anlagen zwischen 10 und 30 kW kontinuierlich an, von 13 Prozent (10 MW) in 2021 auf 44 Prozent (291 MW) in 2025. Auch der Anteil der Anlagen über 30 kW vergrößert sich von 16 Prozent in 2021 (12 MW) auf 34 Prozent (290 MW) in 2025. Kumuliert betrachtet spielen Anlagen über 30 kW bis ins Jahr 2024 jedoch eine eher untergeordnete Rolle: Sie stellen lediglich 69 MW oder 16 Prozent aller Solaranlagen, die 2024 das Förderende erreicht haben. Erst in 2025 fällt mit 221 MW eine bedeutende Menge dieser Anlagen aus der Förderung, und ihr Anteil steigt entsprechend auf 28 Prozent.

Während sich die Leistung von 73 MW in 2021 auf 145 MW in 2024 bzw. 655 MW in 2025 erhöht, steigt die Durchschnittsgröße von 3,9 kW in 2021 auf 7,3 kW in 2024 und 13,8 kW in 2025. Die Zahlen stimmen überein mit den Auswertungen der EEG-Stammdaten in UBA (2020).

Die Anzahl der jährlich aus der Förderung fallenden Anlagen verweilt bis 2024 auf ähnlichem Niveau, und ist zunächst nur geringen Schwankungen unterworfen. Erst für 2025 deutet sich der ab dem Jahre 2004 stark gestiegene Solaranlagenausbau an, entsprechend wird sich in diesem Jahr die Anzahl der aus dem EEG fallenden Anlagen im Vergleich zu den Vorjahren mehr als verdoppeln. Auch diesbezüglich liefern die Ergebnisse in UBA (2020) ähnliche Werte.

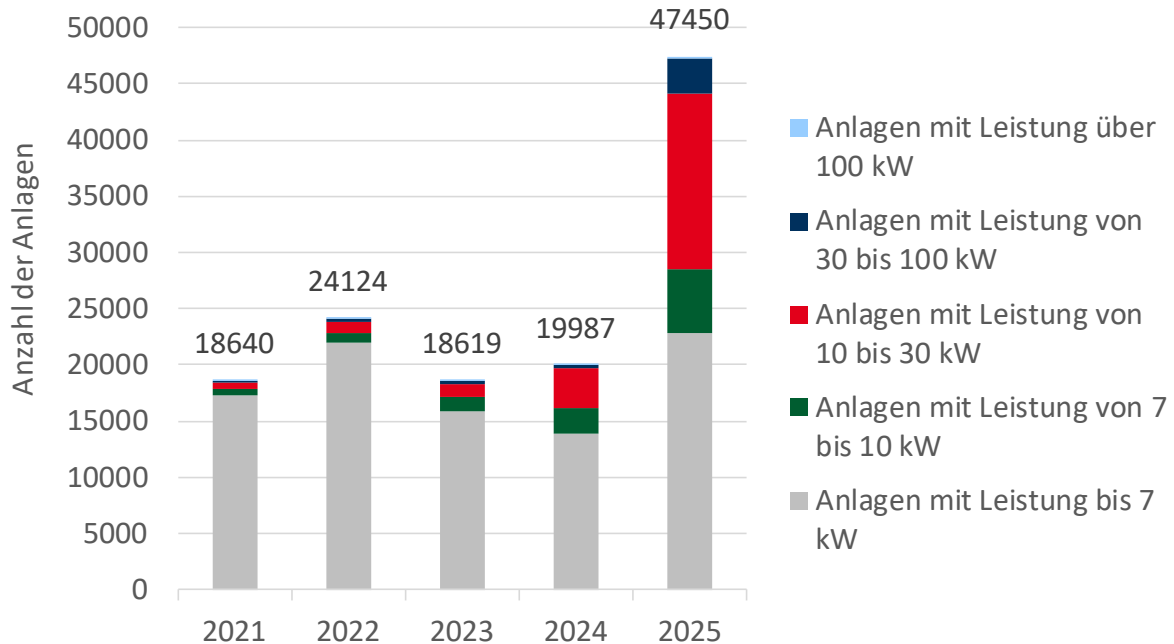


Abbildung 21: Anzahl Solaranlagen je Leistungsklasse, die im jeweiligen Jahr aus der EEG-Förderung fallen

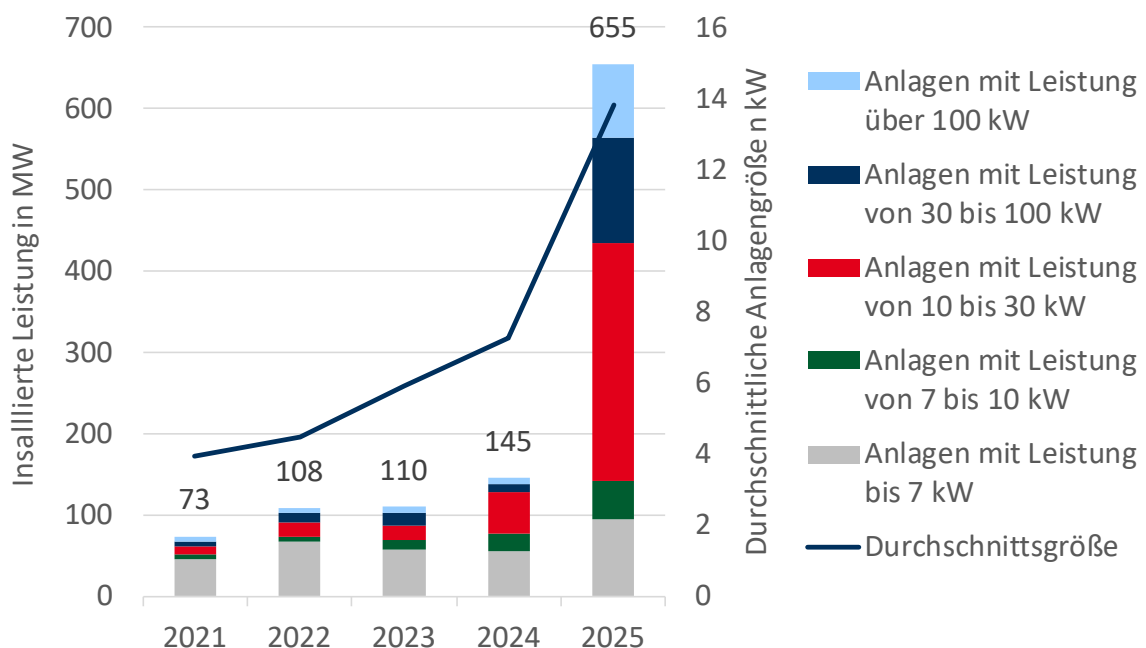


Abbildung 22: Installierte Leistung von Solaranlagen in MW je Leistungsklasse, die im jeweiligen Jahr aus der EEG-Förderung fällt

3.5. WELCHE BETRIEBSBEDINGUNGEN HERRSCHEN BEI DEN ALTANLAGEN VOR?

3.5.1. WEITERBETRIEBSKOSTEN

ZSW/Bosch & Partner (2019) gehen davon aus, dass Solaranlagen aus technischer Sicht auch nach einer Betriebsphase von 20 Jahren noch deutlich über 80 Prozent ihrer ursprünglichen Nennleistung bereitstellen können. Bei einem Weiterbetrieb um 10 Jahre ist demnach lediglich ein Wechselrichtertausch notwendig. Je nach Anlageleistung kann von einer Wechselrichter-Anuität zwischen 1,0 ct/kWh (bei 500-kW-Anlagen) und 2,1 ct/kWh (bei 5-kW-Anlagen) ausgegangen werden. Alle übrigen Komponenten (Unterkonstruktion, Verkabelung, Netzanschluss, etc.) müssen nicht ausgetauscht werden. Die zu erwartende Lebensdauer der wesentlichen Komponenten einer Solaranlage laut ZSW/Bosch & Partner (2019) wird in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Erwartete Lebensdauer der wesentlichen Komponenten einer Solaranlage

Komponente	Lebensdauer in Jahren (geschätzt)	Erläuterung
Module	> 30	Alterungsbedingte Degradation (Leistungsminderung) durch optische Fehler
Wechselrichter	10–15	Verschleiß von Kondensatoren, Transistoren, etc.; Verschaltung beeinflusst Lebensdauer
Montagesystem	> 30	In Einzelfällen Korrosion
Kabel	25	UV-Strahlung, Isolationsmängel, Korrosion

Quelle: ZSW/Bosch & Partner (2019).

Nach dem Ende des EEG-Förderzeitraums ist davon auszugehen, dass einige der Solaranlagen, welche heute den Strom noch vollständig ins Netz einspeisen, diesen künftig anteilig selbst verwenden werden. Dementsprechend muss eine geeignete Zählerinfrastruktur gebildet werden und die damit verbundene Zählermiete als Teil der Betriebskosten mit eingerechnet werden (ZSW/Bosch & Partner 2019).

Zur Quantifizierung der Weiterbetriebskosten der Altanlagen, die ab dem Jahr 2021 nicht mehr durch das EEG gefördert werden, gehen ZSW/Bosch & Partner (2019) von einer mittleren Leistungsminderung der Stromerzeugung von 0,5 Prozent pro Jahr aus. 2010 bis 2015 hatten die

entsprechenden Anlagen im Mittel rund 750 Volllaststunden produziert. Durch die zu erwartende Leistungsminderung wird die Stromerzeugung im Mittel in der nächsten Dekade somit rund 710 kWh pro kW betragen. UBA (2020) geht in den Jahren 2021 bis 2026 dagegen von einer mittleren Stromerzeugung von 840 Volllaststunden aus, was auch zu leicht geringen Weiterbetriebskosten führt (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Prognostizierte Spannbreite der Weiterbetriebskosten für Solaranlagen ab 2021

Anlagenleistung	kW	5	10	20	30	100	500
Spannbreite Summe (UBA 2020)	ct/kWh	3,0 – 4,7	2,7 – 4,4	2,6 – 4,1	2,5 – 3,9	-	-
Spannbreite Summe (ZSW und Bosch & Partner 2019)	ct/kWh	3,5 – 5,6	-	-	-	2,6 – 4,0	2,5 – 3,9

Quelle: UBA (2020); ZSW/Bosch & Partner (2019).

3.5.2. DIREKTVERMARKTUNGSKOSTEN

Neben den Weiterbetriebskosten sind für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen insbesondere die anfallenden Kosten für die Direktvermarktung relevant. Vermarktungskosten fallen jeweils nur für die eingespeiste Strommenge an, wohingegen Weiterbetriebskosten auf die gesamte Strommenge angerechnet werden müssen. Die drei Bestandteile der Direktvermarktungskosten sind die Vermarktungsentgelte der Direktvermarkter, die Kosten zur Herstellung der Viertelstundenmessung sowie die Kosten zur Herstellung der Fernsteuerbarkeit der Anlage. Auf Grundlage einer Befragung von Direktvermarktungs-Unternehmen sowie unter der Annahme einer Stromerzeugung von 840 Volllaststunden, schätzt UBA (2020) die künftig für Altanlagen anfallenden Direktvermarktungskosten je nach Selbstverbrauchsanteil wie folgt ein (siehe Tabelle 4):

Tabelle 4: Prognostizierte Direktvermarktungskosten von Solaranlagen ab 2021

Anlageleistung In kW		5	10	20	30
Spannbreite Vermarktungsentgelt in ct/kWh	0 %*	2,1 – 5,4	1,2 – 3,0	0,7 – 1,8	0,6 – 1,4
	25 %*	2,9 – 7,2	1,6 – 4,0	1,0 – 2,4	0,7 – 1,9

	65 %*	6,1 – 15,3	3,4 – 8,5		
	50 %*			1,4 – 3,6	1,1 – 2,8
Spannbreite Kosten Fern- steuerbarkeit in ct/ kWh	0 %*	0,14 – 1,4	0,07 – 0,7	0,04 – 0,4	0,02 – 0,2
	25 %*	0,19 – 1,9	0,10 – 1,0	0,05 – 0,5	0,03 – 0,3
	65 %*	0,41 – 4,1	0,20 – 2,0		
	50 %*			0,07 – 0,7	0,05 – 0,5
Kosten der Viertelstunden- messung in ct/ kWh	0 %*	2,0	1,0	0,7	0,4
	25 %*	2,7	1,3	0,9	0,6
	65 %*	5,7	2,9		
	50 %*			1,3	0,9

Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von UBA (2020); * = Selbstverbrauchsanteil.

Insgesamt ergeben sich daraus ab 2021 bei einer mittleren Stromerzeugung von 840 Volllaststunden die in Tabelle 5 dargestellten Weiterbetriebs- und Direktvermarktungskosten für die eingespeisten Strommengen – je nach Anlagengröße und Selbstverbrauchsanteil. Wie bereits in Kapitel 3.5.1 dargestellt werden die Weiterbetriebskosten bei geringerer Stromerzeugung entsprechend höher ausfallen.

Tabelle 5: Prognostizierte Weiterbetriebs- und Direktvermarktungskosten von Solaranlagen je nach Anlagenleistung und Selbstverbrauchsanteil ab 2021

Anlageleistung In kW		5	10	20	30
Spannbreiten der Weiterbe- triebs- und Di- rektvermark- tungskosten in ct/ kWh	0 %*	7,24– 13,5	4,94– 9,1	4,04– 7,0	3,52– 5,9
	25 %*	8,79– 16,5	5,7– 10,7	4,55– 7,9	3,83– 6,7
	65 %*	15,21– 29,8	9,2– 17,8		
	50 %*			5,37– 9,7	4,55– 8,1

Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von UBA (2020); * = Selbstverbrauchsanteil

3.5.3. EINORDNUNG DER MARKTSITUATION

UBA (2020) geht im Jahr 2021 von einem PV-Marktwert zwischen 4,0 ct/kWh und 4,4 ct/kWh aus. Unter diesen Bedingungen ist anzunehmen, dass für die Anlagenbetreiber (mit überwiegend kleinen Solaranlagen) nach Ende des EEG-Förderzeitraums kein großer Anreiz bestehen wird, an der Direktvermarktung teilzunehmen.

Im Falle einer Volleinspeisung könnten lediglich 30-kW-Anlagen ihre Weiterbetriebs- und Direktvermarktungskosten durch den zu erwartenden PV-Marktwert decken. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt auch eine Untersuchung der Bürgerwerke "Energie in Gemeinschaft" (2020), nach deren Berechnungen eine kostendeckende Volleinspeisung erst ab einer Anlagengröße von 30 bis 40 kW möglich sein wird. Anlagen über 30 kW machen bis ins Jahr 2024 mit 69 MW allerdings nur 16 Prozent aller Ü20-Solaranlagen aus, erst ab 2025 erhöht sich ihr Anteil in größerem Umfang (auf 28 Prozent).

Bei einem anteiligen Selbstverbrauch werden die Weiterbetriebskosten durch vermiedene Strombezugskosten gedeckt. Um wirtschaftlich agieren zu können, müssen daher ausschließlich die Direktvermarktungskosten durch den PV-Marktwert gedeckt werden (UBA 2020). Grundsätzlich könnten dadurch auch kleinere Anlagen für die Direktvermarktung in Frage kommen. Jedoch liegen die Direktvermarktungskosten bei einem Selbstverbrauchsanteil von 25 Prozent erst bei Anlagen mit einer Größe von 20 kW oder 30 kW unterhalb des langfristig erwarteten Marktwerts, bei einem Selbstverbrauchsanteil von 65 Prozent sogar nur bei 30 kW-Anlagen. 72 Prozent der Gesamtleistung der Ü20-Solaranlagen bis 2025 entfällt allerdings auf Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW. Unter den aktuellen Bedingungen bleibt für diese Anlagenkategorie also auch eine wirtschaftliche Direktvermarktung der Überschussmengen nur schwierig umsetzbar.

3.6. WEITERBETRIEBSOPTIONEN FÜR SOLARANLAGEN

3.6.1. VORSTELLUNG POTENZIELLER VERMARKTUNGSOPTIONEN

In diesem Abschnitt werden die aktuell verfügbaren Weitervermarktungsoptionen für Solaranlagenbetreiber vorgestellt. Nach § 21 EEG 2017 besteht für Anlagenbetreiber nach Ablauf der Förderung de facto die Pflicht, für ihren ins Netz eingespeisten Strom in die Vergütungsform der sonstigen Direktvermarktung zu wechseln. Hintergrund sind die gesetzlich verpflichtende Zuordnung und der Umstand, dass sich die Anlage aufgrund des verlorenen Förderanspruchs keiner anderen Veräußerungsform zuordnen lässt. Beim Wechsel in die sonstige Direktvermarktung erlischt der Anspruch auf kaufmännische Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber

(§ 11 EEG 2017), der Anlagenbetreiber muss sich für seine Netzeinspeisung also selbst einen Direktvermarkter suchen.

Soll die Solaranlage nach Förderende weiterbetrieben werden, ergeben sich daraus aus Betreibersicht drei wesentliche Vermarktungsoptionen: Zum einen kann die gesamte erzeugte Strommenge bzw. die Überschusslast im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung vermarktet werden. Neben dem Abschluss eines Direktvermarktungsvertrags müssen hier je nach Anlagengröße noch notwendige technische Vorkehrungen getroffen werden.

Die zweite Möglichkeit ist die Umstellung auf einen möglichst hohen Eigenverbrauch inklusive Abregelung der Überschussmengen. Ein erhöhter Eigenverbrauch kann beispielsweise durch die Integration von Speicheranwendungen bzw. die Elektrifizierung anderer Bereiche (Wärmepumpe, Elektroauto) erreicht werden.

Drittens besteht grundsätzlich die Möglichkeit der „wilden“ Einspeisung der Gesamterzeugung bzw. Überschüsse. Aufgrund der damit verbundenen erheblichen Rechts- und Systemrisiken steht die langfristige Eignung dieser Option für Betreiber jedoch stark infrage. Für eine weitergehende Beschreibung dieser Optionen siehe UBA (2020).

3.6.2. RECHTLICHE HÜRDEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Die rechtlichen Herausforderungen, die sich im Zusammenhang mit einer Weitervermarktung ergeben, wurden bereits tiefgehend in der Studie des UBA (2020) analysiert. Da die Autoren dieser Studie die Auffassung der UBA-Studienersteller zu diesem Thema grundsätzlich teilen, werden die zentralen Erkenntnisse daraus hier lediglich kurz zusammengefasst.

Im Rahmen eines Wechsels in die sonstige Direktvermarktung könnte es für Anlagenbetreiber herausfordernd sein, dass sie den Wechsel aktiv vornehmen müssen und alle mit dieser Veräußerungsform einhergehenden Verpflichtungen übernehmen. Wird der Wechsel fehlerhaft oder gar nicht vorgenommen und die Netzeinspeisung nicht abgeregelt, bestehen jedoch keine energierechtlichen Grundlagen für eine wirksame Sanktionierung. Die im EEG 2017 festgelegten Sanktionen bleiben für Anlagenbetreiber ohne Förderanspruch weitestgehend wirkungslos, lediglich der Verlust des Anspruchs auf die vorrangige physikalische Abnahme, Übertragung und Verteilung nach 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 ist diesem Kontext von Bedeutung. Auch das System von StromNZV und ARegV macht eine Sanktionierung kaum möglich, da für den Einspeisepunkt kein Bilanzkreisvertrag bestünde.

Dennoch erfolgt die Einspeisung in diesem Fall ohne gesetzliche oder vertragliche Berechtigung. In Form eines Unterlassungsanspruchs gemäß § 1004 BGB kann dies vom Netzbetreiber

unterbunden werden. Besteht ein (auf den Förderzeitraum befristeter) Einspeisenetznutzungsvertrag, bildet dieser die Anspruchsgrundlage für die Unterlassung der Einspeisung und etwaige vertragliche Schadensersatzansprüche. Ein solcher Vertrag ist für EE-Anlagen in der Einspeisevergütung allerdings nicht erforderlich. Im Rahmen des Zivilrechts könnten Netzbetreiber gegebenenfalls dennoch Ansprüche auf Ausgleich einer ungerechtfertigten Bereicherung (§ 812 BGB) oder Schadensersatz (§§ 280, 283 BGB) geltend machen, dies bedarf einer Einzelfallprüfung.

4. POLITISCHE INSTRUMENTE ZUR GEZIELTEN UNTERSTÜTZUNG DES WEITERBETRIEBS

Die beiden Lagebilder für Windkraft- und Solaranlagen zeichnen ein differenziertes Bild: Einige Anlagen können durch größere ersetzt werden, größere Altanlagen können aus heutiger Sicht bereits unter den heutigen Rahmenbedingungen in der Vermarktungsform „sonstige Direktvermarktung“ ihre Weiterbetriebskosten erlösen, stehen jedoch durch die geänderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der SARS-CoV-2-Pandemie vor einer besonderen Herausforderung. Doch gerade die vielen kleineren Anlagen, für die der EEG-Vergütungsanspruch entfällt, stehen beim Weiterbetrieb vor wirtschaftlichen Herausforderungen. Diese bilden die Mehrzahl von Anlagen ab.

Ohne wirtschaftliche Stützung der betreffenden Anlagen droht deren Stilllegung. Dadurch würde das Erreichen des Ziels, bis 2030 65 % des Stroms mit EE zu decken, gefährdet. Die ggf. verlorenen Kapazitäten müssten durch zusätzliche Neuanlagen abgedeckt werden. Dies ist weder unter wirtschaftlichen noch unter ökologischen Gesichtspunkten wünschenswert. Andererseits ist genauso zu vermeiden, dass der Ausbau bzw. das Repowering an etablierten Energiestandorten durch eine zu hohe Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs der Bestandsanlage am Standort eingeschränkt wird.

Für diese Anlagen sollen in diesem Kapitel Instrumente vorgestellt und bewertet werden, die deren Weiterbetrieb gezielt unterstützen. Zum Teil lassen sich die Instrumente kombinieren, zum Teil sind sie alternativ oder lediglich als Übergangsregelung bzw. seriell kombinierbar. Die eigentliche Empfehlung dazu erfolgt in Kapitel 5.

Die nachfolgende Darstellung der möglichen Instrumente unterscheidet gliederungstechnisch zwischen Instrumenten mit verschiedenen Aufgaben bzw. Zielrichtungen. Denn zum Teil haben die Instrumente eine technologieübergreifende Wirkung (siehe 4.1), zum Teil richten sich ihre Wirkungen spezifisch auf Windenergie oder Solaranlagen (siehe 4.2 und 4.3).

Die Bewertung der einzelnen Instrumentenvorschläge hat zum Ziel, die Funktionstüchtigkeit des Instruments zur Zielerreichung zu bewerten. Das eigentliche politische Ziel wird an dieser Stelle weitestgehend nicht bewertet.

Für die Bewertung werden Kriterien in den folgenden Zielbereichen auf die Instrumente angewendet:

- Rechtliche Zulässigkeit (Vereinbarkeit mit EU-Recht, Vereinbarkeit mit Verfassungsrecht)
- Anreizwirkung/Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit

- Klima- und energiepolitische Wirkungen (z. B. EE-Zubau, Beitrag zum Erreichen der Klima- und Energieziele)
- Ggf. Finanzierungs-/Kosteneffizienz (Verhältnis von finanziellem Aufwand und angestrebtem Nutzen)
- Planungssicherheit (Regelungsdauer, Absehbarkeit der Kosten/Erträge)
- Wirtschaftliche und soziale Wirkungen (sektorale und regionale Auswirkungen, Verteilungswirkungen)
- Regelbarkeit und Administrierbarkeit (Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen, Regelungsaufwand, Organisierbarkeit der Zahlungsströme, praktischer Durchführungsaufwand)
- Akzeptanz/Durchsetzbarkeit.

Punkt zwei und drei haben bei den vorliegenden Instrumenten häufig die gleiche Wirkungsrichtung und Argumente sind teilweise in beiden Zielbereichen gültig. In der tabellarischen Darstellung wird für das Bewertungsmodell diese Skala verwendet: ++ stark positiv + leicht positiv, 0 neutral, - leicht negativ, -- stark negativ, Begründung für Bewertung (Vor- und Nachteile in Bezug auf das jeweilige Kriterium).

4.1. TECHNOLOGIENEUTRALE INSTRUMENTE

4.1.1. REFORMPAKET ZUR VERBESSERUNG DES MARKTS FÜR HERKUNFTSNACHWEISE

HINTERGRUND

Die Fähigkeit, die Grünstromeigenschaft zu vermarkten, ist aktuell der einzige Pluspunkt beim Wechsel in die sonstige Direktvermarktung nach EEG-Vergütungsende. Der Markt für Herkunftsnachweise (HKN) ist allerdings nicht attraktiv und seine Preise generieren kein verlässliches Signal. Eine Stärkung dieses Marktes kann den Weiterbetrieb unterstützen. In den Niederlanden lag der Preis für HKNs bei bis zu 8 EUR/MWh (ca. 1/4 des Marktwertes für Wind), norwegische Wasserkraft erhält weniger als ein Zehntel dieses Wertes (weniger als 1/40 des Marktwertes).

REFORMPAKETVORSCHLAG

1) Sensibilisierung für verschiedene HKN-Qualitäten beim Grünstrom-Labeling: Der Anlagenstandort, das Anlagenalter und die Erzeugungstechnologie sind Angaben, die HKNs voneinander unterscheiden. Die Stromkennzeichnung unterscheidet bislang nicht zwischen diesen Qualitäts-

ten. Die verpflichtende Angabe des Grünstromanteils aus Deutschland (oder ein anderes regionalisierendes Kriterium) erhöht die Sensibilität von Letztverbrauchern für die Qualitäten von HKNs.

2) Stärkung des Preissignals: Eine öffentlich verfügbare Preisquelle für HKNs gibt es aktuell nicht. Der Handel läuft im Wesentlichen über einige Broker. Wegen der Kostenstruktur des hiesigen HKN-Registers im Vergleich zu anderen Systemen des European Energy Certification Scheme (EECS) wird in Deutschland kaum gehandelt, sondern im Wesentlichen ausgestellt und entwertet. Eine jährlich stattfindende Auktion von deutschen HKNs kann die vorhandene Liquidität bündeln und die Sensibilisierung für verschiedene HKN-Qualitäten stärken. Die Auktionsergebnisse hätten einen transparenten, kommunizierbaren Preis.

3) Kompensationsregelung für nicht ausgestellte HKNs während Einspeisemanagement/Redispatch: In der „sonstigen Direktvermarktung“ verlieren Anlagenbetreiber, die aufgrund von Netzengpässen nach § 13 Abs. 2 EnWG abgeregelt werden, nicht nur ihren produzierbaren Strom (für den nach aktuellem Kenntnisstand bereits eine Lösung zur Kompensation über eine Gleichstellung zum Redispatch etabliert wird), sondern auch HKNs. Auch für diese ist eine Entschädigungspraxis zu etablieren, idealerweise eine physikalische: HKNs der gleichen Qualität sollten dem Anlagenbetreiber gutgeschrieben werden. Da der Anschlussnetzbetreiber über keine HKNs und Konten im HKN-Register verfügt, ist zu klären, wer die Entschädigung vornimmt.

Unterhalb der rechtlichen Ebene erscheint es darüber hinaus sinnvoll, Initiativen zu entwickeln, um ein Interesse daran zu schaffen, Strom aus ausgeförderten EE-Anlagen im Rahmen der öffentlichen Beschaffung zu nutzen.

BEWERTUNG

ZIELBEREICH	BEWERTUNGSKRITERIUM	ERLÄUTERUNG
Rechtliche Zulässigkeit +	• Verfassungsrecht • EU-Recht	• Grundlegende rechtliche Hindernisse sind weder verfassungsrechtlich noch EU-rechtlich erkennbar
Anreizwirkung +	• Höhe der HKN-Preise • Verlässlichkeit des Preissignals	• Preise bis zu 8 EUR/MWh wurden in Europa beobachtet

Klima- und energiepolitische Wirkungen +	- Wahrscheinlichkeit des Weiterbetriebs - Einfluss auf Neubau	Aufbau eines Marktes für HKN auch Schub für förderfreien Neubau +
Finanzierungs-/Kosteneffizienz 0	Volkswirtschaftliche Effizienz	k. A.
Planungssicherheit -	- Regelungsdauer - Absehbarkeit der Kosten/Erträge	Risiko, dass Nachfrage für HKNs bestimmter Qualität ausbleibt -
Wirtschaftliche Wirkungen +	- Fiskalische Wirkungen - Wettbewerbsfähigkeit der Industrie	- Zum Teil Mehrkosten auf freiwilliger Basis (Vertrieblicher Vorteil EVUs) ++ - Zum Teil Mehrkosten für Beschaffung öffentlicher Einrichtungen, aber Verknüpfung mit "sinnvollen Investitionen" + - Mehrkosten für Bund: -
Verteilungswirkungen ++	Auswirkungen auf Letztverbraucher (zu zahlende Umlage)	- Keine negativen Auswirkungen - Verteilungsgerechtigkeit je nach Freiwilligkeit der HKN-Beschaffung höher als Förderung über Umlagen +
Regelbarkeit/ Administrierbarkeit 0	- Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen - Regelungsaufwand - Organisierbarkeit der Zahlungsströme - Praktischer Durchführungsaufwand	Für 3) gilt ein hoher administrativer Durchführungsaufwand 0
Akzeptanz und Durchsetzbarkeit ++	- Akzeptanz bei Stakeholdern - Akzeptanz in der Öffentlichkeit	Falls öffentlich wahrgenommen: Imagegewinn für EE, da keine Förderung über EEG-Umlage mehr nötig +

		• Steigerung der Attraktivität von Ökostromtarifen durch Stärkung regionaler EE + (statt "norwegischer Wasserkraftzertifikate") • kein großer politischer Widerstand zu erwarten +
--	--	---

4.1.2. VEREINFACHUNGEN IN DER HERKUNFTS- UND REGIONALNACHWEIS- GEBÜH- RENVERORDNUNG FÜR KLEINE ERNEUERBARE-ENERGIEN-ANLAGEN

HINTERGRUND

Die Registrierung einer Anlage im Herkunftsnachweisregister kostet derzeit größenunabhängig 50 EUR. Die Kontoführungsgebühr kostet jährlich mindestens 50 EUR. Die Erlöse einer 5 kW_p Photovoltaikanlage könnten mit etwa 6 EUR abgeschätzt werden ($5 \text{ kW} \cdot 800 \text{ VLS} \cdot 1,5 \text{ EUR/MWh}$), bei einer 500 kW Windkraftanlage an Land mit etwa 1.150 EUR. Damit reduziert sich die Wirtschaftlichkeit der Registrierung bei der Windkraftanlage und verschwindet bei der Photovoltaikanlage. Gerade die Erneuerbare-Energien-Anlagen, deren Vergütungsanspruch 2021 endet, haben eine niedrige oder sehr niedrige installierte Leistung.

REFORMVORSCHLAG

Eine Regel zum Bündeln von Anlagen in einem Registrierungsvorgang bei einmaliger Gebühr kann etabliert werden. Solaranlagen unterhalb eines zu bestimmenden Schwellwertes von 10 bis 100 kW_p können in einem vereinfachten allgemeinen Verfahren gänzlich von der Registrierungsgebühr befreit werden. Sollen auch kleine Windkraftanlagen von dieser Regelung profitieren, dann scheint eine installierte Leistung von etwa 2 MW ein adäquater Schwellwert zu sein. Die Jahresgebühr für die Kontoführung bei weniger als 2.501 gebührenpflichtigen Vorgängen kann auf bis zu 0 EUR reduziert werden.

BEWERTUNG

ZIELBEREICH	BEWERTUNGSKRITERIUM	ERLÄUTERUNG
-------------	---------------------	-------------

Rechtliche Zulässigkeit +	• Verfassungsrecht • EU-Recht	• Grundlegende rechtliche Hindernisse sind weder verfassungsrechtlich noch EU-rechtlich erkennbar
Anreizwirkung 0	• Anreiz zum Weiterbetrieb • Bündelung von Anlagen in einen Registrierungsvorgang	• Lediglich mäßiger Kostenanteil bei sonstiger Direktvermarktung • Schwellwert 10 – 100 kW -> Auswirkung auf PV • Schwellwert 2.000 kW -> Auswirkung auch auf Wind
Klima- und energiepolitische Wirkungen +	• Wahrscheinlichkeit des Weiterbetriebs	• Erleichterung der sonstigen Direktvermarktung von Kleinanlagen erhöht Wahrscheinlichkeit und Dauer des Weiterbetriebs + • Änderung unterstreicht Stellenwert der Grünstromeigenschaft + • Frage des Weiterbetriebs jedoch vor allem preisniveauabhängig 0
Finanzierungs-/Kosteneffizienz ++	• Aufwand	• Geringe Mehrkosten für Führung des Herkunftsnachweisregisters +
Planungssicherheit +	• Prognostizierbarkeit der Anlagenanzahl, die Regelung in Anspruch nehmen • Entwicklung der HKN-Preise •	• Es ist bekannt, wann wie viele Anlagen bei welcher Leistung den EEG-Vergütungsanspruch verlieren + • Bei niedrigen HKN-Preisen verliert Regelung an Attraktivität 0
Wirtschaftliche Wirkungen 0	• Anteil der Kostenersparnis für Anlagen	• Wert der HKN und damit potenzieller Mehrwert für Anlagenbetreiber ist gering 0 • Szenarien für die Wertentwicklung reichen von einer deutlichen Erhö-

		hung (steigende Nachfrage bestimmter HKN-Qualitäten) bis zu einem Preisverfall 0
Verteilungswirkungen 0	• Auswirkungen auf Letztverbraucher	• Keine Auswirkungen
Regelbarkeit/ Administrierbarkeit	• Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen • Regelungsaufwand • Praktischer Durchführungsaufwand	• k. A.
Akzeptanz und Durchsetzbarkeit ++	• Akzeptanz bei Stakeholdern • Akzeptanz in der Öffentlichkeit	• Unterstützung der Energiewirtschaft sicher + • wahrscheinlich unterhalb der öffentlichen Wahrnehmungsschwelle und auch politisch nicht kontrovers, da keine großen Betroffenenheiten +

4.1.3. BEREITSTELLUNG EINER PLATTFORM FÜR DIE GEBÜNDELTE AUKTIONIERUNG VON ABNAHMEVERTRÄGEN AUSSERHALB DER EEG-FÖRDERUNG (PPA FACILITATOR)

HINTERGRUND

Der Weiterbetrieb technisch geeigneter Anlagen mit günstigen Kostenstrukturen wird nach Ablauf der Förderungsdauer häufig in Form von bilateralen Direktabnahmeverträgen, sogenannten Power Purchase Agreements (PPAs), erfolgen. Das geschieht bereits heute, sowohl für Alt- als auch für Neuanlagen. Die weitere Entwicklung wird von relevanten Akteuren unterstützt, um diesem Marktsegment zu einer raschen Skalierung zu verhelfen. So hat bspw. der europäische Verband der Energiehändler (EFET) 2019 ein Standard-Vertragswerk veröffentlicht, in dem wichtige, regelungsbedürftige Aspekte der Strombelieferung behandelt sind. Damit soll Käufern der

Eintritt in den Markt für die Beschaffung von erneuerbarem Strom durch Unternehmen erleichtert werden, die Transaktionskosten gesenkt und der Verhandlungsprozess zwischen den beteiligten Parteien vereinfacht werden⁷.

Es gibt aber auch Risiken und Unwägbarkeiten, die es vor allem Abnehmern mit geringerer Markt- bzw. Kaufmacht erschweren, PPAs abzuschließen. Dazu gehören die Kreditwürdigkeit des Abnehmers, die Risikoabsicherung über eine längere Vertragslaufzeit (2 und mehr Jahre), z.B. von schwer planbaren Faktoren wie dem Umfang des Einspeisemanagements, und generell die potenziell nachteilige Informationsasymmetrie (i.d.R. zugunsten des Verkäufers)⁸. Besonders für Abnehmer, die keinen professionellen, langjährigen Erfahrungshintergrund in der Energiewirtschaft haben, also kleinere Akteure aus Industrie und Gewerbe oder KMU, sind dies oft Ausschlusskriterien. Gleiches gilt für kleinere Anbieter, wie z.B. genossenschaftlich organisierte Anlagenbetreiber.

Der folgende Reformvorschlag zielt daher darauf ab, die Vorteile von PPAs auch für diese Akteure nutzbar zu machen, indem diese Risikofaktoren limitiert werden. Dadurch wird ein kurzfristiger Weiterbetrieb von Altanlagen in einem marktnahen Kontext ermöglicht, ohne dass der EEG-Umlagemechanismus kostenmäßig weiter belastet wird.

REFORMVORSCHLAG

EE-Erzeuger und -abnehmer sollen mithilfe von Standardverträgen und Bündelungsauktionen zusammengebracht werden. Von staatlicher Seite würde eine Auktionsplattform zur Verfügung gestellt, auf der nach festgelegten Regeln Strommengen angeboten und ersteigert werden können. Der Großteil der Strukturierungselemente und Vertragsbedingungen wird dabei standardmäßig vorgegeben, um die Transaktionen für alle beteiligten Akteure transparenter und planbarer zu gestalten. Dadurch werden die Prozess- und Umsetzungsrisiken für alle Beteiligten gesenkt, die Belieferung von auch kleineren Akteuren mit EE-Strom erprobt und gleichzeitig ein Weiterbetrieb der geeigneten Altanlagen ermöglicht.

Der Unterscheidungsfaktor zu einem „klassischen“ Auktionsmechanismus ist, dass die Zahlungsströme direkt zwischen den Marktakteuren erfolgen können und keine Wälzung der Kosten über die EEG-Umlage nötig ist.

⁷ Siehe EFET (2019)

⁸ Siehe dena (2019)

Die so kontrahierten Energiemengen werden dementsprechend nicht mehr auf dem Spotmarkt vermarktet. Ein wesentlicher Mehrwert des PPA-Facilitators für die Auktionsteilnehmer ist, dass er Preisschwankungen, die im Spotmarkt entstehen können, für einen definierten Zeitraum ausschließt.

Der PPA-Facilitator kann zeitlich auch über den aktuellen, von der SARS-CoV-2-Pandemie geprägten Kontext hinaus gedacht werden, als Instrument zu Erhaltung und Ausbau der Akteursvielfalt. Die Erfahrungen aus diesem Instrument können genutzt werden, um spätere Auktionen-„Jahrgänge“ genauer zu steuern und auch größere Mengen an Anlagen, deren Förderzeitraum abläuft, einen marktnahen, rentablen Weiterbetrieb zu ermöglichen.

Mögliche Teilnahmevoraussetzungen: Prüfnachweis der Repoweringunfähigkeit bzw. Standort nicht innerhalb eines Windausbaugebietes, Nachweis der technischen Eignung bzw. Lebensdauerprognose, Restlaufzeit der EEG-Förderung unter 1,5 Jahre.

Auktionsteilnehmer: Lieferangebote können entweder die WEA-Betreiber selbst oder ihre Direktvermarkter abgeben. Kaufgebote können ebenfalls von Stromlieferanten/Direktvermarktern getätigt werden, vorzugsweise aber direkt von gewerblichen und industriellen Stromkunden, um einen Erprobungs- und Lerneffekt in Sachen EE-Energiebezug zu erzielen.

Anreize zur Auktionsteilnahme für Abnehmer: Der PPA-Facilitator kann für kleinere (Direkt)Abnehmer den Vorteil bieten, eine definierte Grünstrommenge zu einem festen Preis beziehen zu können, und sich so unabhängig von den Preisentwicklungen am Spotmarkt zu machen. Ein weiterer Anreiz entstünde, würde dieses Instrument mit der in 4.1.1 diskutierten Reform des Grünstrom-Labelings kombiniert, durch die weitere Qualitäten der HKNs innerhalb der Stromkennzeichnung ausgewiesen werden können (z.B. Windstrom aus Deutschland bzw. der Region, Post-EEG Windstrom). Sowohl Energieversorger als auch Letztverbraucher können ihr Engagement für die hiesige Energiewende damit sichtbar machen bzw. unternehmens- oder branchenspezifische Klimaziele erfüllen.

Falls vorrangig Energieversorger Gebote für große Teile der angebotenen Strommengen abgeben, entfällt der Bündelungseffekt des PPA-Facilitators auf der Abnehmerseite. Dies könnte den gewünschten Lerneffekt in Sachen EE-Bezug für Letztverbraucher einschränken. Es wäre denkbar, aus dieser Erwägung heraus Letztverbraucher beim Matching der Käufergebote mit den Lieferangeboten bei gleichem Preisgebot gegenüber Energieversorgern zu bevorzugen.

Auktionsgegenstand: Auktioniert werden Strommengen inklusive zugehöriger HKN-Mengen, die in standardisierte Liefer-/Produktionszeiträume zusammengefasst werden.⁹ Seitens der Anbieter kann ein Gebot basierend auf den Betriebserfahrungen von 20 Jahren erfolgen. Mit Abgabe des Gebots gehen die Anbieter eine Lieferverpflichtung ein, deren Nicht-Erfüllung pönalisiert sein sollte, um Vertragstreue sicherzustellen (z.B. technische Mindestverfügbarkeit von 97 Prozent). Die Anbieter müssen also sicherstellen, dass die Anlagen ausreichend gut geeignet und Instand gehalten werden.

Matching-Prozess: Für das Matching von Angebot und Nachfrage kommen grundsätzlich zwei Varianten infrage. So könnten interessierte Käufer wie Verkäufer im Vorfeld ihre Preis- und Mengengebote abgeben. Danach führt ein Algorithmus die Gebote nach dem Meistausführungsprinzip zusammen (ähnlich der Einheitspreisauktionen der EEX bzw. EPEX Spot). Dies zwar birgt die Gefahr, dass die Preisvorstellungen zunächst zu weit auseinanderliegen und eine Übereinkunft vollständig oder teilweise ausbleibt. Der Bedarf der verbleibenden Kauf- und Verkaufgebote könnte jedoch in einer nachgelagerten Auktionsrunde werden. Im Falle einer relevanten Schnittmenge zwischen den Preisvorstellungen der Käufer und Verkäufer im ersten Schritt bietet dieser Ansatz den Vorteil, dass die angebotenen Strommengen im größtmöglichen Umfang kontrahiert werden können..

Um einer zu großen Lücke zwischen den Preisvorstellungen auf Angebots- und Nachfrageseite vorzubeugen, erscheint alternativ auch ein zweistufiges Verfahren denkbar: Im ersten Schritt werden auch hier seitens der Verkäufer die Angebotsmengen und die dazu gehörigen Mindest-Preiserwartungen gesammelt. Die maximal erlaubten Gebote hierfür orientieren sich an den Weiterbetriebskosten gemäß FA Wind (2018) je Anlagengrößenklasse. Aus den angebotenen Mindestpreisen resultieren Lieferlose, in denen angebotene Strommengen hinsichtlich vergleichbarer Preisbänder zusammengefasst werden. Im zweiten Schritt können die Abnehmer auf die Lieferlose bieten, die zu ihren Preis- und Mengenerwartungen passen. Im Falle mehrerer bezuschlagter Kaufgebote innerhalb eines Lieferloses mit mehreren Lieferanten kann ein Matching-Algorithmus die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage dahingehend optimieren, dass eine möglichst kleine Anzahl an bilateralen Verträgen resultiert und eine eindeutige 1:1-

⁹ Beispiel für einen Standard:

70% der historischen P50-Mengen (vom Anlagenbetreiber anzugeben) werden zum Auktionspreis abgenommen, die restlichen Strommengen werden mit einem spotmarktindizierten Preis oder dem technologiespezifischen Referenzmarktwert der ÜNB vergütet. Im Anhang des Standardvertrags wird dem Abnehmer die Möglichkeit eingeräumt, einen Direktvermarkter damit zu beauftragen, das Bilanzkreismanagement sowie die Spotvermarktung der Überschussmengen zu übernehmen.

Zuordnung erfolgt. Auf Basis dieser Zuordnung wird der Abschluss der Standardverträge beiderseitig bestätigt.

Anlagengröße: Beschränkungen bei der Anlagengröße gibt es nicht. Dadurch, dass verschiedene Lieferlose gebildet werden können, können unterschiedliche Kostenstrukturen und Zahlungsbeziehungen zusammengeführt werden.

Ausschreibungsmenge: Die Ausschreibungsmenge kann über ein vorgelagertes Interessensbekundungsverfahren für Käufer und Verkäufer ermittelt werden.

Standort: Nur WEA an Standorten, an denen ausgeschlossen werden kann, dass eine Repowering-fähige Anlage aufgrund des Auktionszuschlags auf das Repowering verzichtet, sollten eine Fortzahlung erhalten. Kriterien könnten sein: Vorliegender Bescheid über endgültige Ablehnung der Genehmigung für das Repowering, Verzahnung mit einer künftigen 1.000-Meter-Regel oder Standort außerhalb eines Windausbaugebietes.

Dauer der Vertragslaufzeit: Im ersten Schritt erscheint für solch ein neues Instrument eine Vertragslaufzeit von 1-2 Jahren sinnvoll, mit der (beidseitigen) Option auf eine mindestens einmalige Vertragsverlängerung. Falls die Beteiligten mit dem Belieferungsmodell und seinen Konditionen zufrieden sind, wäre auch eine Weiterführung bis auf Widerruf denkbar, z.B. aufgrund des Endes der technischen Lebensdauer oder aufgrund von signifikanten Durchschnittspreisveränderungen am Markt.

Häufigkeit der Ausschreibungen: Der PPA-Facilitator könnte bei guter Nutzung und Funktionalität auch über den aktuellen Krisenkontext hinaus als mittelfristiges Instrument fungieren. Zur Einführung ist ein halbjährlicher Auktionsmodus sinnvoll, analog zu den sonstigen EE-Ausschreibungen. Mit wachsender Erfahrungsbasis bei den Beteiligten ist es gut denkbar, dass das Interesse an den Vorteilen der Bündelung sukzessive sinkt, da bilaterale Vereinbarungen attraktiver für die Vertragspartner sind. Dann hätte das Instrument erfolgreich zur Etablierung von PPAs in allen Akteursgruppen beigetragen und sich damit selbst obsolet gemacht.

BEWERTUNG

ZIELBEREICH	BEWERTUNGSKRITERIUM	ERLÄUTERUNG
Rechtliche Zulässigkeit	<i>Bewertung entfällt</i>	
Anreizwirkung +	Einnahmesicherheit und Preisstabilität für WEA-Betreiber	Anreizwirkung ist weniger planbar als bei EEG-ähnlicher Anschlussförderung,

		da unklar, ob ausreichende Menge an Geboten abgegeben wird • Im Rahmen eines Auktionsmechanismus aber Möglichkeit für treffsicherere Konditionen für Weiterbetrieb, da Lieferlose klar differenziert werden können +
Klima- und energiepolitische Wirkungen +	• Wahrscheinlichkeit des Weiterbetriebs	• Weiterbetrieb ist abhängig von a) dem Vorhandensein weiterer Förderinstrumente (gibt es eine einfachere/einträglichere Option?) und b) vom Kaufinteresse und der Zahlungsbereitschaft + • Bewerbung des Instruments auf der Käuferseite ist separate (staatliche?) Aufgabe
Finanzierungs-/Kosteneffizienz ++	• Volkswirtschaftliche Effizienz	• Hoch, da wichtige Langfristziele der EE-Förderung adressiert werden (Marktintegration, wettbewerbliche Preisfindung u.a.) + • Beitrag zur Marktintegration EE +
Planungssicherheit +	• Regelungsdauer • Absehbarkeit der Kosten/Erträge	• Hohe Planungssicherheit, sobald/wenn PPAs zustande gekommen sind (wegen vordefinierter Vertragslaufzeit und –konditionen) +
Wirtschaftliche Wirkungen +	• Fiskalische Wirkungen • Wettbewerbsfähigkeit der Industrie	• Fiskalisch vorteilhaft: Keine weitere Wälzung von Kosten in die EEG-Umlage + • Wettbewerbsfähigkeit der teilnehmenden Industrieakteure steigt, wenn sie PPAs zu für sie vorteilhaften/akzeptablen Bedingungen abschließen (da Planungssicherheit des Strompreises für Abnehmer steigt) +
Verteilungswirkungen ++	• Keine, da direkte Vertragsbeziehung	• Keine Erhöhung der EEG-Umlage, Zahlungsströme direkt zwischen Vertragspartnern ++

Regelbarkeit/ Administrierbarkeit 0	• Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen • Regelungsaufwand • Organisierbarkeit der Zahlungsströme • Praktischer Durchführungsaufwand	• Administrativer Strukturierungsaufwand für staatl. Stelle bzw. eingesetzte Instanz - • Keine Administration von Zahlungsströmen erforderlich, lediglich Festlegung der Art und Weise (wer zahlt was an wen) + • Notwendigkeit, Plattform aktiv unter Energienutzern zu bewerben, damit ausreichend Kaufgebote für wettbewerbliche Auktion eingehen -
Akzeptanz und Durchsetzbarkeit +	• Akzeptanz bei Stakeholdern • Akzeptanz in der Öffentlichkeit	• Primäre Ziele des Plattformaufbaus: Anlagenweiterbetrieb und Einbezug/Marktteilnahme weiterer Akteure bei der Marktintegration EE + • Erhöhung der Akzeptanz von Stakeholdern bei Nutzung des Instruments + • Potenzial für Erhöhung der Akzeptanz in der Öffentlichkeit durch verbesserte Kommunizierbarkeit (direkter Grünstrombezug wird möglich und kann belegt werden) +

4.2. INSTRUMENTE MIT AUSGEPRÄGTEREM EINFLUSS AUF WINDANLAGEN

4.2.1. BEFRISTETE GEWÄHR EINER BESONDEREN MARKTPRÄMIE FÜR DEN FORTBETRIEB

HINTERGRUND

Mit dem Ende der EEG-Vergütung verschwindet für Windkraftanlagen ab dem 21. Betriebsjahr der Großteil der Erlöse. Insbesondere für einige kleinere Windanlagen (und für fast alle Photovoltaikanlagen) werden die Weiterbetriebskosten inklusive der Direktvermarktungskosten unter den heutigen Rahmenbedingungen höher liegen als die erlösbaren Marktwerte. Die SARS-CoV-2-Pandemie hat die Erlösoptionen in der sonstigen Direktvermarktung reduziert, die erzielbaren Strompreise sind gefallen.

REFORMVORSCHLAG

Eine befristete Gewähr einer „kleinen“ Marktprämie für Anlagen der Direktvermarktung unter Nutzung der gleitenden Marktprämie kann den Weiterbetrieb sicherstellen. Die Regelungen hierfür können ergänzend in das EEG aufgenommen werden. Hierfür sind Bedingungen festzulegen, unter denen die Fortzahlung erfolgen darf. Mögliche Bedingungen: Anlagengröße, Standort nicht innerhalb eines Windausbaugebietes um Konkurrenz zu Repowering zu vermeiden, Höhe der Marktprämie, Typ der Marktprämie und Dauer der Förderung.

Höhe der Marktprämie: Der anzulegende Wert sollte größer/gleich den Weiterbetriebskosten liegen, um den Weiterbetrieb zu garantieren. Er sollte möglichst nah an den Weiterbetriebskosten liegen, um die Belastung für den Letztverbraucher gering zu halten und eine zu hohe Attraktivität im Vergleich zum Repowering zu vermeiden. Sie können wettbewerblich bestimmt werden¹⁰. Die Höhe kann an den CO₂-Vermeidungskosten ausgerichtet sein.

Anlagengröße: Die Weiterbetriebskosten sind abhängig von der Anlagengröße. Die Anlagengröße ist bei der Bestimmung des anzulegen Wertes die sinnvollste Referenzgröße.

Standort: Nur WEA an Standorten, an denen ausgeschlossen werden kann, dass eine Repowering-fähige Anlage aufgrund der Fortzahlung auf das Repowering verzichtet, sollten eine Fortzahlung erhalten. Kriterien könnten sein: Vorliegender Bescheid über endgültige Ablehnung der Genehmigung für das Repowering, Verzahnung mit einer künftigen 1.000-Meter-Regel oder nicht innerhalb eines Windausbaugebietes.

Dauer der Förderung: Eine Anschlussförderung kann pauschal für einen festen Zeitraum festgelegt werden, Förderungen können zum Beispiel für bis zu 5 Jahre vergeben werden. Der BWE schlägt vor, bis zur Dauer der vorzulegenden gutachterlichen Stellungnahme zum Weiterbetrieb (Standortsicherheitsnachweis) eine Prämie auszuzahlen.

BEWERTUNG

ZIELBEREICH	BEWERTUNGSKRITERIUM	ERLÄUTERUNG
Rechtliche Zulässigkeit + / 0	• Verfassungsrecht • EU-Recht	• Verfassungsrechtlich bestehen keine Bedenken

¹⁰ Der BWE schlägt eine fixe Prämie von 2 ct/kWh vor, die nicht mehr monatlich gleitet. Dieser Wert reduziert sich auf bis 0 ct/kWh, sobald die Summe aus Prämie und Marktwert 6 ct/kWh sonst übersteigen würde ("Cap"). Dieser Wert scheint vor dem Hintergrund der über Umfragen ermittelten Weiterbetriebskosten und der Marktwerte sehr hoch und könnte den Anreiz zum Repowering womöglich zu stark reduzieren

		• Eine solche Prämie dürfte mit Art. 4 der EE-RL zu vereinbaren sein. Ausschreibungen erscheinen in diesem Sonderfall nicht nötig, da die Stützung des Fortbetriebs kosteneffizienter ist als die Errichtung von Neuanlagen • Beihilferecht dürfte nicht relevant sein, soweit das EEG entsprechend ausgestaltet wird, andernfalls Beihilfegenehmigung nötig • Risiko eines Konflikts mit der EU-Kommission gegeben (schwer einschätzbar)
Anreizwirkung +	• Höhe der Marktprämie • Auswirkungen auf Anreize zu anderen Handlungsoptionen	• Weiterbetrieb kann bei entsprechender Marktprämie garantiert werden ++ • Verlust der Erlöse durch HKN-Verkauf (Doppelvermarktungsverbot bei Marktprämie) - • Risiko: Konkurrenz zum Redispatch (handlebar) 0 • Verschiebt das Problem auf den Zeitpunkt nach der Frist -
Klima- und energiepolitische Wirkungen +	• Wahrscheinlichkeit des Weiterbetriebs	• Wenn die Verhinderung von Repowering im Förderdesign vollständig ausgeschlossen werden kann ++
Finanzierungs-/ Kosteneffizienz +	• Volkswirtschaftliche Effizienz	• Hoch, wenn sonst entsprechende Neuanlagen gebaut werden müssten + • Kein Beitrag zur Marktintegration EE -

Planungssicherheit ++	• Regelungsdauer • Absehbarkeit der Kosten/Erträge	• Hohe Sicherheit des Weiterbetriebs ++
Wirtschaftliche Wirkungen 0	• Fiskalische Wirkungen • Wettbewerbsfähigkeit der Industrie	• Im Vergleich zu anderen Optionen: zusätzliche Belastung der EEG-Umlage - • EEG-Umlagebefreite Letztverbraucher: + • Großhandelsstrompreis stiege, wenn Anlagen stillgelegt würden (gilt auch für andere Instrumente) +
Verteilungswirkungen -	• Auswirkungen auf Letztverbraucher (zu zahlende Umlage)	• Zusätzliche Belastung der EEG-Umlage -
Regelbarkeit/ Administrierbarkeit	• Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen • Regelungsaufwand • Organisierbarkeit der Zahlungsströme • Praktischer Durchführungsaufwand	• Weiterbetriebskosten und „Lücke zu Wirtschaftlichkeit“ sind stark abhängig von Anlagengröße • Risiko bei der Festlegung einer einheitlichen Höhe des anzulegenden Wertes für Altanlagen, größere Anlagen ohne Mehrwert zu begünstigen
Akzeptanz und Durchsetzbarkeit -	• Akzeptanz bei Stakeholdern • Akzeptanz in der Öffentlichkeit	• Grundsätzliche Akzeptanz vor Ort für bestehende Anlagen gegeben • Unterstützung der Anlagenbetreiber sicher + • Evtl. gewisser öffentl. Imageschaden für EE (Förderabhängigkeit selbst nach 20 Jahren) - • Risiko der Instrumentalisierung durch EE(G)-Gegner, auch bei minimalem Strompreiseffekt - • Widerstand innerhalb der Bundesregierung denkbar -

4.2.2 AUKTIONIERUNG EINER BEFRISTETEN ANSCHLUSSFÖRDERUNG AUSGEFÖRDERTER WEA

HINTERGRUND

Wie bei der befristeten Gewähr einer besonderen Marktprämie steht auch hier eine vorübergehende Unterstützung für Betreiber ausgeförderter WEA im Vordergrund, um betriebswirtschaftliche Auswirkungen der SARS-CoV-2-Pandemie bewältigen zu können.

REFORMVORSCHLAG

Die Auktionierung einer befristeten Anschlussförderung kann den Weiterbetrieb insbesondere kleinerer Anlagen sicherstellen. Die Regelungen hierfür können ergänzend in das EEG aufgenommen werden. Für die Teilnahme an diesen Ausschreibungen sind Voraussetzungen festzulegen. Mögliche Voraussetzungen: Anlagengröße, Prüfnachweis der Repoweringunfähigkeit bzw. Standort nicht innerhalb eines Windausbaugebietes, Nachweis der technischen Eignung bzw. Lebensdauerprognose, Restlaufzeit der EEG-Förderung unter 1,5 Jahre.

Darüber hinaus bestehen Freiheitsgrade im Auktionsdesign, die nachfolgend im Hinblick auf die Bedarfe einer Anschlussförderung diskutiert werden.

Ausschreibungsteilnehmer: Teilnehmen könnten entweder die WEA-Betreiber selbst, oder ihre Direktvermarkter. Insofern die Anschlussförderung anlagenspezifisch erfolgt, liegt der Hauptunterschied in der Verteilung des administrativen Aufwands.

Ausschreibungsgegenstand: Analog zu anderen EEG-Ausschreibungen könnte per pay-as-bid-Verfahren auf einen anzulegenden Wert in EUR/MWh geboten werden. Die Marktprämienzahlung könnte in diesem Fall entweder gleitend oder als Contract-for-Difference (CfD) erfolgen. Auch eine fixe Marktprämie (MP) oder eine Managementprämie für Direktvermarkter wären denkbare Auktionsgegenstände. Die Ausschreibung eines anzulegenden Werts ist hier jedoch vorzuziehen, um eine möglichst hohe Erlössicherheit für die Betreiber zu gewährleisten. Im Vergleich zur gleitenden MP begrenzen CfD-Modelle das Potenzial für Mehrerlöse, sodass die sonstige Direktvermarktung bei günstiger Marktentwicklung eine attraktive Alternative bleibt. Ein vorzeitiger Wechsel aus der bezuschlagten Anschlussförderung wäre mit CfD-Modellen angesichts möglicher Rückzahlungsverpflichtungen innerhalb der Differenzverträge hingegen schwieriger zu gestalten.

Höhe der Marktpremie: Der anzulegende Wert sollte größer (CfD) bzw. annähernd gleich (gleitende MP) den Weiterbetriebskosten liegen, um den Weiterbetrieb zu garantieren. Er sollte deshalb möglichst nah an den Weiterbetriebskosten liegen, um die Belastung für den Letztverbraucher gering zu halten und eine zu hohe Attraktivität im Vergleich zu anderen Vermarktungsoptionen zu vermeiden. So sollten Betreiber, die sich rechtzeitig um eine Lösung bemüht und beispielsweise bereits ein PPA abgeschlossen haben, nicht durch eine zu attraktive Anschlussförderung benachteiligt werden. Der anzulegende Wert kann wettbewerblich bestimmt und durch einen kostenorientierten Höchstgebotswert beschränkt werden¹¹. Theoretisch könnte die Höhe auch an den CO₂-Vermeidungskosten ausgerichtet sein.

Anlagengröße: Die Weiterbetriebskosten sind abhängig von der Anlagengröße. Die Anlagengröße ist bei der Bestimmung des anzulegen Wertes die sinnvollste Referenzgröße. Ohne die Anwendung größenbezogener Korrekturfaktoren droht eine Konzentration der Förderung auf die größten und günstigsten Anlagen, während die „rückbaugesährdetsten“ kleinen Anlagen mangels Auktionserfolgs womöglich abgeschaltet würden.¹²

Ausschreibungsmenge und -einheit: Die Festlegung einer Ausschreibungsmenge ist eine zentrale Herausforderung für Anschlussförderungen. Hinsichtlich der Einheit der Ausschreibungsmenge kann zwischen installierter Leistung in MW sowie produzierten Strommengen in MWh gewählt werden. Eine mengenbezogene Ausschreibung eignet sich besonders für das Pooling mehrerer Anlagen durch Direktvermarkter. In diesem Fall sollte die Referenzgröße „Anlagengröße“ jedoch möglichst erhalten bleiben, sodass ein Pooling zu synthetischen Gebotspreisen seitens der Direktvermarkter führen würde, die die anlagenspezifischen Korrekturfaktoren mitberücksichtigen.

Die Wahl der Ausschreibungsmenge muss im Idealfall zwei Ziele miteinander in Einklang bringen:

- a) Der Anreiz von Wettbewerb (der Logik von Ausschreibungen folgend)
- b) Die Verhinderung des Rückbaus möglichst vieler bzw. aller aktuell unwirtschaftlicher WEA (der Logik der Anschlussförderung folgend)

¹¹ Der BWE schlägt als kurzfristige Sofortmaßnahme vor, einen anzulegenden Wert für die nächsten 2-3 Jahre als Anschlussförderung administrativ festzulegen. Der festzulegende AW soll sich an den Weiterbetriebskosten in FA Wind (2018) orientieren, inklusive eines festzulegenden Ausgleichs je nach Standortqualität und Anlagengröße. Dieser Vorschlag kann für die Festlegung eines Höchstgebotswerts in den Ausschreibungen aufgegriffen werden.

¹² Beispielhafte Korrekturfaktor für kleine Anlagen: 100 % = 1,5 MW, 150 % = 0,5 MW, 50 % ab 2 MW.

Die Punkte a) und b) stehen grundsätzlich im Gegensatz zueinander. Um Wettbewerb anzureizen, muss die ausgeschriebene Kapazität auf unter 100 Prozent der WEA, die aus der Förderung fallen und sich nicht für Repowering eignen, begrenzt werden. Wird das Teilnehmerfeld weiter eingeschränkt, sind gegebenenfalls weitere Mengenreduktionen vorzunehmen, z.B. bei einem Ausschluss von WEA ab einer bestimmten Größe.¹³ Diese Einschränkungen sowie die oben genannten, auf die Anlagengröße bezogenen Korrekturfaktoren können helfen, zumindest die kosteneffizienteren der „unterstützungsbedürftigsten“ WEA zu erreichen.

Standort: Nur WEA an Standorten, an denen ausgeschlossen werden kann, dass eine repoweringfähige Anlage aufgrund der Fortzahlung auf das Repowering verzichtet, sollten eine Fortzahlung erhalten. Kriterien könnten sein: Vorliegender Bescheid über endgültige Ablehnung der Genehmigung für das Repowering, Verzahnung mit einer künftigen 1.000-Meter-Regel oder nicht innerhalb eines Windausbaugebietes. Die Standortqualität sollte zudem als zweite Referenzgröße bei der Bestimmung des anzulegenden Wertes berücksichtigt werden, z.B. unter Nutzung des Referenzertragsmodells.

Dauer der Förderung: Eine Anschlussförderung kann pauschal für einen festen Zeitraum ausgeschrieben werden, Förderungen können zum Beispiel für bis zu 5 Jahre vergeben werden. Der BWE schlägt einen Zeitraum von 2 bis 3 Jahren vor.

Häufigkeit der Ausschreibungen: Die Auktionierung sollte auf einen bzw. wenige Jahrgänge beschränkt werden und als „Brücke“ dienen, um WEA-Betreiber bei der Bewältigung der Herausforderungen durch die SARS-CoV-2-Pandemie zu unterstützen. Um möglichst viele Anlagen vor dem Rückbau zu bewahren, sollte sich die Ausschreibungsmenge möglichst nicht auf zu viele Auktionen im Jahr verteilen.

BEWERTUNG

ZIELBEREICH	BEWERTUNGSKRITERIUM	ERLÄUTERUNG
Rechtliche Zulässigkeit	<i>Bewertung entfällt</i>	• Ggf. Orientierung an 4.2.1 möglich
Anreizwirkung ++/+	• Höhe der Marktprämie	• Über das Auktionsdesign kann die Anreizwirkung so austariert werden, dass

¹³ Eine Übersichtsrechnung: Die innerhalb dieser Studie ermittelten Schätzwerte für die 2021 aus dem EEG fallende WEA-Kapazität liegen zwischen 4 und 4,5 GW (unter Berücksichtigung von bereits erfolgtem Repowering/Rückbau). Lediglich < 1 % dieser Anlagen weisen mehr als 2 MW Nennleistung auf, für diese Anlagen dürften marktbasierende Vermarktungsoptionen am ehesten im Bereich der Wirtschaftlichkeit liegen.

	• Auswirkungen auf Anreize zu anderen Handlungsoptionen	ein geringes Maß an Kannibalisierung mit Marktlösungen/ Repowering besteht, die Auktion aber eine solide „Auffangoption“ ist (die mit mehr Aufwand einhergeht als eine einfache Marktprämienfortzahlung) ++ • Je näher der Höchstgebotswert an den durchschnittlichen Weiterbetriebskosten liegt, desto stärker hängt die Frage der ausreichenden Förderhöhe von der Genauigkeit der Korrekturfaktoren ab; „Anlagengröße“ dient hier jedoch lediglich als praktischere Proxy für „anlagenspezifische Weiterbetriebskosten“, was zu Fehlanreizen führen könnte (z.B. Über- oder Unterförderung für gleich große Anlagen mit untersch. Pachtkosten) -
Klima- und energiepolitische Wirkungen +	• Wahrscheinlichkeit des Weiterbetriebs •	• Wenn die Verhinderung von Repowering im Förderdesign vollständig ausgeschlossen werden kann + • Wenn ein Crowding-out der „rückbaufähigsten“ WEA im Förderdesign verhindert werden kann +
Finanzierungs-/ Kosteneffizienz +	• Volkswirtschaftliche Effizienz	• Hoch, solange die anzulegenden Werte a) unter denen der anderweitig entsprechend zu errichtenden Neuanlagen liegen + b) einen Wechsel zur sonstigen Direktvermarktung nicht behindern + • Kein Beitrag zur Marktintegration EE -
Planungssicherheit +	• Regelungsdauer • Absehbarkeit der Kosten/Erträge	• Je nach Einschränkung der Ausschreibungsmenge unterschiedlich hohe Si-

		cherheit des Weiterbetriebs vs. Unsicherheitsfaktor „Ausschreibungserfolg“ +/- • Bei entsprechender Ausgestaltung vergleichsweise planungssicheres Instrument +
Wirtschaftliche Wirkungen 0	• Fiskalische Wirkungen • Wettbewerbsfähigkeit der Industrie	• Im Vergleich zu anderen Optionen: zusätzliche Belastung der EEG-Umlage¹⁴ - • EEG-Umlagebefreite Letztverbraucher: + • Großhandelsstrompreis stiege, wenn Anlagen stillgelegt würden (gilt auch für andere Instrumente) +
Verteilungswirkungen -	• Auswirkungen auf Letztverbraucher (zu zahlende Umlage)	• Zusätzliche Belastung der EEG-Umlage⁴ im Vergleich zu marktbasierten Lösungen -
Regelbarkeit/ Administrierbarkeit 0	• Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen • Regelungsaufwand • Organisierbarkeit der Zahlungsströme • Praktischer Durchführungsaufwand	• Ausschreibung durch BNetzA durchführbar • Weiterbetriebskosten und „Lücke zu Wirtschaftlichkeit“ sind stark abhängig von Anlagengröße, neue Korrekturfaktoren wären zu berechnen und bei Fortführung der Auktion ggf. Jahr für Jahr anzupassen - • Administrativer Aufwand vertretbar nach initialem Einführungsaufwand
Akzeptanz und Durchsetzbarkeit 0/-	• Akzeptanz bei Stakeholdern • Akzeptanz in der Öffentlichkeit	• Grundsätzliche Akzeptanz vor Ort für bestehende Anlagen gegeben + • Unterstützung der Anlagenbetreiber sicher +

¹⁴ Hinweis: Da die EEG-Umlage für die nächsten Jahre durch den Bundeshaushalt nach oben gedeckelt wird, verschiebt sich die wirtschaftliche bzw. die Verteilungswirkung von einer Belastung nicht-befreiter Letztverbraucher hin zu allen Steuerzahlern.

		• Evtl. gewisser öffentl. Imageschaden für EE (Förderabhängigkeit selbst nach 20 Jahren) - • Risiko der Instrumentalisierung durch EE(G)-Gegner, auch bei minimalem Strompreiseffekt - • Widerstand innerhalb der Bundesregierung möglich – • Rechtfertigung „Corona-Pandemie“ erleichtert Durchsetzbarkeit womöglich +
--	--	--

4.3. INSTRUMENTE MIT AUSGEPRÄGTEM EINFLUSS AUF SOLARANLAGEN

4.3.1. MARKTWERTFORTZAHLUNG

HINTERGRUND

Derzeit werden Strommengen, die eine Einspeisevergütung erhalten, von Netzbetreibern über den Spotmarkt vermarktet. Hierbei treten Vermarktungserlöse und Zahlungen in der Höhe des Fördersatzes an den Anlagenbetreiber auf. Mit dem Ende der EEG-Förderung fällt damit grundsätzlich nicht nur der Anspruch auf den anzulegenden Fördersatz weg, sondern auch die verpflichtende Stromabnahme und Vermarktung durch den Netzbetreiber. Diese Rolle kann entweder neu besetzt werden (etwa durch einen Direktvermarkter) oder, womöglich befristet, beim Netzbetreiber verbleiben. In diesem Fall ist festzusetzen, zu welchem Tarif diese verpflichtende Stromabnahme erfolgt. Wird die Rolle neu besetzt, braucht es eine Direktvermarktung von Kleinstmengen. Das ist heute noch unüblich, es existieren kaum Angebote und die Kosten der Direktvermarktung sind unter heutigen Rahmenbedingungen hoch. Die Vermarktungsform der sonstigen Direktvermarktung sieht gemäß § 21 b EEG auch für Kleinstanlagen eine Viertelstundenbilanzierung vor, was eine Eintrittsbarriere für die sonstige Direktvermarktung von Kleinstanlagen und Anlagen mit hohem Eigenverbrauchsanteil darstellt.

REFORMVORSCHLAG

Entweder vermarkten die Netzbetreiber weiterhin diese EEG-Mengen, oder Direktvermarkter tun dies. Eine Kombination könnte sich sukzessive mit mehr aus dem EEG-Vergütungssystem fallenden Strommengen ergeben. In der Kombination hätte der Anlagenbetreiber das Recht, den Strom an den Netzbetreiber abzugeben, DV können um Kunden werben und dezentralen Grünstrom aus Kleinstanlagen direktvermarkten. Die Situation wäre dann ähnlich den Verhältnissen beim Stromverbrauch eines Grundversorgers mit Versorgungspflicht und eines Drittanbieters als Wettbewerber.

Netzbetreiber wären weiterhin verpflichtet, Strom aus EE-Anlagen abzunehmen und zu vermarkten. Die betreffenden Regelungen können ergänzend in das EEG aufgenommen werden. Die Strommengen bleiben Teil der EEG-Bilanzkreise und werden im gleichen Portfolio wie die EEG-vergüteten Strommengen am Spotmarkt verkauft. Der Anlagenbetreiber erhält vom Netzbetreiber (weiterhin) eine Zahlung je kWh, doch der Einspeisetarif orientiert sich am Marktwert abzüglich denjenigen Vermarktungskosten, die diesen Strommengen zugeordnet werden können. Diese Kosten können auch mit 0 ct/kWh abgeschätzt werden, wenn die Vermarktungskosten pauschal komplett dem EEG-Konto zugeschrieben werden.

Für die sonstige Direktvermarktung könnte der Umgang mit der Viertelstundenbilanzierung mit den gültigen Regeln zum Smart-Meter-Rollout harmonisiert werden. Hier legt das Messstellenbetriebsgesetz in § 29 bereits fest, für welche Anlagen ein intelligentes Messsystem notwendig ist. Daher ist die zusätzliche Anforderung im EEG, um in die sonstige Direktvermarktung zu wechseln, für Kleinstanlagen nicht zielführend. Auf diese Weise können Direktvermarkter unter technisch gleichen Voraussetzungen die Rolle EE-Vermarktung von den Netzbetreibern übernehmen. Die Einzelheiten können in das EEG aufgenommen werden.

BEWERTUNG

ZIELBEREICH	BEWERTUNGSKRITERIUM	ERLÄUTERUNG
Rechtliche Zulässigkeit +	- Verfassungsrecht - EU-Recht	- Verfassungsrechtlich bestehen keine Bedenken - Eine solche Regelung dürfte mit Art. 4 der EE-RL zu vereinbaren sein. Ausschreibungen erscheinen in diesem Sonderfall nicht nötig, da die

		Stützung des Fortbetriebs kosteneffizienter ist als die Errichtung von Neuanlagen • Beihilferecht dürfte nicht relevant sein • Das Risiko eines Konflikts mit der EU-Kommission wird als gering eingeschätzt
Anreizwirkung 0	• Höhe der Erlöse • Dauer der Regelung	• Der anzulegende Wert abzüglich der Vermarktungskosten liegt in der nächsten Dekade voraussichtlich unterhalb von 5 ct /kWh 0
Klima- und energiepolitische Wirkungen +	• Wahrscheinlichkeit des Weiterbetriebs	• Kein / geringer Umsetzungsaufwand für Anlagenbetreiber ++ • Erlös deckt in etwa die Betriebskosten, in Verbindung mit Eigenverbrauch ausreichender Erlös 0
Finanzierungs-/ Kosteneffizienz 0	• Volkswirtschaftliche Effizienz	• Keine Marktintegration der Strommengen, da Verzicht auf DV - • Hoher Fixkostenanteil bedingt durch Vermarktung der EEG-vergüteten Mengen, wenig Veränderung durch Vermarktung weiterer Mengen +
Planungssicherheit -	• Regelungsdauer • Absehbarkeit der Kosten/Erträge	• Marktwertschwankungen sind kaum zu prognostizieren -
Wirtschaftliche Wirkungen 0	• Fiskalische Wirkungen • Wettbewerbsfähigkeit der Industrie	• Keine nennenswerten Auswirkungen 0 • Keine Unterstützung der Entwicklung von Geschäftsmodellen für Vermarktung von dezentralem EE-Strom -

Verteilungswirkungen +	• Auswirkungen auf Letztverbraucher (zu zahlende Umlage)	• Solange Vermarktungskosten von Marktwert sachgerecht abgezogen werden, keine Erhöhung der EEG-Umlage ++
Regelbarkeit/ Administrierbarkeit ++	• Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen • Regelungsaufwand • Organisierbarkeit der Zahlungsströme • Praktischer Durchführungsaufwand	• Der Status quo des Vermarktungsprozesses und die heutigen Rollen der Akteure bleiben bestehen. ++
Akzeptanz und Durchsetzbarkeit +	• Akzeptanz bei Stakeholdern • Akzeptanz in der Öffentlichkeit	• Keine benachteiligte Akteursgruppe ++ • Wahrscheinlich unterhalb der öffentlichen Wahrnehmungsschwelle + • Falls doch wahrgenommen: Keine Integration von EE-Strom in den Stromhandel und die EVU-Portfolien, sondern "alte Welt" einer staatlich organisierten Vermarktung -

4.3.2. VERRINGERUNG DER STROMNEBENKOSTEN FÜR EE-EIGENVERBRAUCH (UMSETZUNG DER EE-RICHTLINIE)

HINTERGRUND

Etwa drei Viertel des Endkundenstrompreises von Haushalten bestehen aus staatlich bestimmten Preisbestandteilen: Die EEG-Umlage von 6,756 ct/kWh, durchschnittliche Netzentgelte von 6,89 ct/kWh, die Stromsteuer von 2,05 ct/kWh und die durchschnittlichen Konzessionsabgaben von 1,62 ct/kWh sind die vier größten Bestandteile (jeweils netto). Ausnahmen von der Zahlungsverpflichtung dieser Bestandteile sind einerseits ein sehr großer Hebel für die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen. Andererseits sorgen diese regelmäßig für Diskussionen um die Verteilungsgerechtigkeit.

Gegenwärtig sind für EE-Anlagen nach dem Ende der EEG-Vergütung folgende Ausnahmeregelungen besonders relevant:

Für den Eigenverbrauch sind EE-Anlagenbetreiber gemäß § 61a Nr. 4 EEG von der EEG-Umlage nur befreit, wenn dieser in Anlagen „mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt erzeugt wird, für höchstens 10 Megawattstunden selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr“. Die Befreiung von der EEG-Umlage ist gemäß § 61e, f und g EEG 2017 auf Bestandsanlagen beschränkt, deren Leistung vor dem 1.1.2018 um höchstens 30 Prozent erhöht wurde und die seit diesem Stichtag unverändert sind. Veränderte Anlagen zahlen entweder 20 Prozent (erneuert ab dem 1.1.2018 ohne Leistungserhöhung) oder 40 Prozent EEG-Umlage (Leistung erhöht nach dem 1.1.2018 oder Erhöhung um mehr als 30 Prozent vorher).

Liegt keine Personenidentität des Anlagenbesitzers und des Stromverbrauchers vor, fällt die EEG-Umlage bisher in voller Höhe an. Bei den restlichen Strompreisbestandteilen ist die Regelung unterschiedlich, aber grundsätzlich an der Frage der Netzdurchleitung und am räumlichen Zusammenhang gebunden. Bei einer Lieferung von EE-Strom an einen Letztverbraucher und bei vorliegendem räumlichem Zusammenhang von Stromerzeugung und -verbrauch ist speziell die Stromsteuer nicht zu entrichten.

Die 2018 erlassene Neufassung der EE-Richtlinie (Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001) erfordert eine Reihe von Änderungen des deutschen Rechts, die sich ggf. positiv insbesondere für ausgeförperte PV-Anlagen auswirken können. Im Einzelnen geht es dabei um die Vorgaben aus Art. 21 und 22 der EE-Richtlinie. Der deutsche Gesetzgeber muss insoweit tätig werden. Teils ergeben sich aber auch (ggf. weitergehende) Regelungsspielräume. Die in der EE-Richtlinie geforderten innerstaatlichen Regelungen betreffen nicht nur von den jeweiligen nationalen EE-Fördersystemen erfasste Anlagen, sondern grundsätzlich alle EE-Anlagen. Auch ausgeförperte EEG-Anlagen würden folglich von den Änderungen profitieren.

Die relevanten Vorgaben aus Art. 21 der EE-Richtlinie beziehen sich auf den Umgang mit Stromnebenkosten:

- 1) Gemäß Art. 21 Abs. 2 a) ii) der EE-Richtlinie sind Eigenversorger für von ihnen selbst verbrauchten Strom aus EE-Anlagen vor Ort grundsätzlich von „jeglichen Abgaben, Umlagen oder Gebühren“ zu befreien. Dies gilt unabhängig davon, ob sie durch ein nationales Förderinstrument erfasst werden – also auch für ausgeförperte EEG-Anlagen. Die Notwendigkeit der betreffenden Änderung im deutschen Recht folgt zwingend aus dem EU-Recht. Ausnahmen hiervon regelt Art. 21 Abs. 3 der EE-Richtlinie. Danach darf der Mitgliedstaat von der vollständigen Befreiung in bestimmten Fällen absehen. Das gilt,

wenn die erzeugte Elektrizität (bereits) effektiv gefördert wird (lit. a)), unter bestimmten weiteren Voraussetzungen auch für andere Anlagen ab 2026 (lit. b)) sowie generell für die Erzeugung in Anlagen über 30 kW Nennleistung (lit. c)). Bis zu dieser Leistungsschwelle der Erzeugungsanlagen ist Deutschland folglich verpflichtet, den eigenverbrauchten, nicht durch das EEG-geförderten EE-Strom künftig von der EEG-Umlage sowie allen anderen Umlagen (= KWK-Umlage, AbLa-Umlage, Offshore-Umlage, Netzentgelte, Stromsteuer) zu befreien. Deutschland *darf* den EE-Eigenverbrauch aber auch oberhalb dieser Leistungsschwelle von den betreffenden Abgaben, Umlagen und Entgelten befreien.

- 2) Strom, der aus dem Netz bezogen oder für den Verbrauch Dritter ins Netz eingespeist wird (Einspeisung zur Nutzung für die öffentliche Versorgung, Peer-to-Peer-Geschäftsvereinbarungen), darf nach Art. 21 Abs. 2 a) i) der EE-Richtlinie demgegenüber keinen „diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie Netzentgelten unterworfen sein, die nicht kostenorientiert sind“. Das bedeutet, dass der deutsche Gesetzgeber unter Beachtung der Zielrichtung der EE-Richtlinie aufgerufen ist, selbst zu prüfen, welche der bestehenden Umlagen, Abgaben und Entgelte für EE-Strom eine diskriminierende oder unverhältnismäßige Wirkung haben und inwieweit die Netzentgelte nicht kostenorientiert sind.
- 3) Ähnliches gilt für die von Art. 22 der EE-Richtlinie neu kreierte Akteursgruppe der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaften). Hier stellt sich die Ausgangslage jedoch komplexer dar, da das deutsche Recht bisher keine „EE-Gemeinschaften“ kennt und ggf. im ersten Schritt Festlegungen über die Tätigkeit von EE-Gemeinschaften im deutschen Recht geschaffen werden müssten, auf die dann im zweiten Schritt ggf. mit spezifischen Vorschriften im Hinblick auf Abgaben, Entgelte und Umlagen Bezug genommen werden könnte. Unter EE-Gemeinschaften versteht die EE-Richtlinie Zusammenschlüsse von EE-Erzeugern und Verbrauchern im Nahbereich der jeweiligen Erzeugungsanlagen, die sich gegenseitig zu einem abgestimmten Erzeugungs- und Nutzungsverhalten verpflichten und deren Ziel vorrangig nicht im finanziellen Gewinn besteht (siehe Art. 2 Nr. 16 der EE-Richtlinie). Die Mitgliedstaaten werden durch Art. 22 der EE-Richtlinie verzichtet, für diese einen „Regulierungsrahmen“ zu schaffen, „der es ermöglicht, die Entwicklung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu unterstützen und voranzubringen“ (siehe Abs. 4 Satz 1 der Bestimmung). Speziell im Hinblick auf finanzielle Belastungen bestimmt Art. 22 Abs. 4 Satz 2 der Richtlinie unter Buchstabe d): Die Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass „kostenorientierte Netzentgelte sowie einschlägige Umlagen, Abgaben und Steuern gelten, mit denen sichergestellt wird, dass sie sich gemäß einer von den zuständigen nationalen Stellen erstellten, transparenten Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energiequellen, angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen“.

REFORMVORSCHLAG

Aus den Vorgaben der neuen EE-Richtlinie lässt sich aus heutiger Sicht rechtssicher ableiten, dass die verbindliche Verpflichtung besteht, den EE-Eigenstromverbrauch bei Bezug aus Anlagen mit weniger als 30 kW Nennleistung nach Maßgabe von Art. 21 Abs. 2 lit. a) ii) der EE-Richtlinie von Abgaben, Entgelten und Umlagen zu befreien – sofern keine der Ausnahmen aus Art. 21 Abs. 3 der EE-Richtlinie greift. Die für neue Anlagen geltende Ausnahmeregelung des Art. 21 Abs. 3 lit. a) der EE-Richtlinie, nach der die Pflicht nicht gilt, wenn der erzeugte Strom bereits effektiv gefördert wird, kann bei Strom aus ausgeförderten sowie (ohnehin) aus nicht durch das EEG geförderten EE-Anlagen nicht greifen. Das lässt sich daraus ableiten, dass Art. 21 Abs. 3 lit. a) der EE-Richtlinie nicht auf die jeweiligen Anlagen abstellt, sondern auf den erzeugten Strom (siehe auch Pause/Kahles, ER 2019, 9/16).

Die Verpflichtung erstreckt sich an sich nicht nur auf die EEG-Umlage, sondern auf die Befreiung von allen bisher bestehenden finanziellen Nebenlasten, für die nicht bereits Befreiungen bestehen. Allerdings ist zu beachten, dass der Eigenverbrauch im deutschen Recht aktuell keinen anderen finanziellen Nebenlasten als der EEG-Umlage unterliegt (namentlich wegen bestehender Befreiungsregelungen nicht der Stromsteuer und mangels Netznutzung keinen Netzentgelten). Hinsichtlich der EEG-Umlage würde sich der Anwendungsbereich der Freistellung jedoch deutlich vergrößern (er würde dann ohne weitere Voraussetzungen sämtlichen selbst genutzten Strom aus Anlagen erfassen, deren Leistung über 10 bis zu 30 kW beträgt). Schon dadurch würde sich eine nicht unerhebliche finanzielle Entlastung für die Betreiber/Nutzer des betreffenden Stroms ergeben (so auch Pause/Kahles, ER 2019, 9/16).

Die betreffende Vorschrift der Richtlinie gestattet die Erhebung von solchen finanziellen Nebenlasten bei nicht von einem EE-Fördersystem erfasstem Strom erst ab Anlagen mit 30 kW Nennleistung. Sie steht einer Anwendung der Befreiung des Eigenverbrauchs auch auf größere Anlagen jedoch nicht entgegen. Der deutsche Gesetzgeber kann stattdessen den EE-Eigenverbrauch auch ohne Höchstschwelle freistellen oder praktischerweise die Schwelle auf 100 kW Nennleistung heraufsetzen, um insoweit Kompatibilität mit den Vermarktungsvorschriften des EEG herzustellen (siehe §§ 9, 21 EEG).

Eine weitergehende Befreiung von Abgaben, Umlagen und Entgelten auch für an Dritte veräußerten Strom (d.h. im Anwendungsbereich des Art. 21 Abs. 2 a) i) der EE-Richtlinie) empfiehlt sich demgegenüber auf Grundlage der bisherigen Strukturen im deutschen Energierecht nicht.

Zu bedenken ist insoweit, dass die betreffenden Abgaben, Umlagen und Entgelte von den Letztverbrauchern erhoben werden. Für die Schnittstelle der Abnahme zum Letztverbrauch ist nicht ersichtlich, dass auf praktikable Weise zwischen unterschiedlichen Stromherkünften unterschieden werden könnte – was aber nötig würde, wollte man Strom aus kleinen EE-Anlagen generell von finanziellen Nebenkosten entlasten.

In Bezug auf EE-Gemeinschaften (also im Hinblick auf die Umsetzung von Art. 22 der EE-Richtlinie) kann aus gegenwärtiger Sicht noch keine vollständige Einschätzung abgegeben werden, da noch nicht absehbar ist, wie der zu schaffende Regulierungsrahmen aussehen wird. Eindeutig ist aber, dass der Eigenverbrauch von EE-Gemeinschaften nicht schlechter behandelt werden dürfte als der sonstige Eigenverbrauch. Von der vorgeschlagenen erweiterten Befreiung von Abgaben, Umlagen und Entgelten würden diese folglich ggf. mitprofitieren.

In der Konsequenz kann der Vorschlag wie folgt konkretisiert werden:

Der Eigenverbrauch von EE-Strom, der in nicht vom EEG-Fördersystem erfassten Anlagen erzeugt wird, wird vollständig von der EEG-Umlage befreit, sofern der Strom in einer Anlage mit a) bis 30 oder b) – weitergehend – bis 100 kW Nennleistung erzeugt wird.

Bei Präferenz des weitergehenden Vorschlags wären die positiven Wirkungen aus Betreibersicht größer, anderenfalls kleiner. Eine Senkung der Schwelle unter 30 kW wäre EU-rechtlich unzulässig, Schwellenwerte zwischen 30 und 100 kW oder auch ein völliger Verzicht wären ebenfalls grundsätzlich möglich.

BEWERTUNG

ZIELBEREICH	BEWERTUNGSKRITERIUM	ERLÄUTERUNG
Rechtliche Zulässigkeit ++	- Verfassungsrecht - EU-Recht	- Verfassungsrecht steht nicht entgegen - Bis 30 kW Anlagenleistung EU-rechtlich zwingend geboten, darüber erkennbar gestattet
Anreizwirkung +	- Höhe der Befreiung - Dauer der Befreiung	- Die Eigenversorgung ist bereits unter heutigen Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb wirtschaftlich. 0 - Erweiterung der Eigenverbrauchsprivilegien erhöht Wirtschaftlichkeit

		(EU-rechtlich gewollte Förderwirkung) +
Klima- und energiepolitische Wirkungen +	• Anreize für Verbrauchsanpassung • Wahrscheinlichkeit des Weiterbetriebs	• Anreiz, um Verbrauch an Erzeugung (bei EE-Gemeinschaften nicht nur einer Anlage) vor Ort anzupassen + • Anreiz zur Installation von Anlagenkomponenten zur Erhöhung des direkten Verbrauchs vor Ort mit Vorteilen für die Netzintegration dezentraler EE-Erzeugung +
Finanzierungs-/Kosteneffizienz +	• Volkswirtschaftliche Effizienz	• Grundsätzlich positiv
Planungssicherheit +	• Regelungsdauer • Absehbarkeit der Kosten/Erträge	• Regelung auf lange Zeit rechtssicher • Hohe finanzielle Vorteile absehbar
Wirtschaftliche Wirkungen 0 / +	• Fiskalische Wirkungen • Wettbewerbsfähigkeit der Industrie	• Keine fiskalischen Wirkungen, da für den Eigenverbrauch schon bisher weder Stromsteuer noch Umsatzsteuer anfällt 0 • Anreiz zur Installation von Anlagenkomponenten +
Verteilungswirkungen 0	• Auswirkungen auf Letztverbraucher (zu zahlende Umlage)	• Engesparte Nebenkosten belasten andere Verbraucher - • Für EE-Gemeinschaften gilt: Verbraucher brauchen keine eigene EE-Anlage mehr, um beim Verbrauch von deren Kostenvorteil zu profitieren +, Regionen mit viel EE-Potenzial profitieren überproportional (es profitieren nicht mehr nur die Anlagenbetreiber sondern auch die sonstigen Mitwirkenden). Das schafft Verteilungsgerechtigkeit zwischen

		in der Energiewende aktiven und passiven Regionen. +
Regelbarkeit/Administrierbarkeit ++	• Einpassbarkeit in die bestehenden rechtlichen Strukturen • Regelungsaufwand • Organisierbarkeit der Zahlungsströme • Praktischer Durchführungsaufwand	• Grundsätzlich gut einpassbar (da es keine Veräußerungsakte gibt, entfällt die künstliche Konstruktion von Schnittstellen zur Erhebung von Abgaben etc.) • Einfach regelungstechnisch umsetzbar (Änderung des EEG) • Regelungen des EEG würden vereinfacht, administrativ problematische Differenzierungen würden entfallen
Akzeptanz und Durchsetzbarkeit ++	• Akzeptanz bei Stakeholdern • Akzeptanz in der Öffentlichkeit	• Starke Unterstützung bei Anlagenbetreibern erwartbar + • Gezielte Stärkung von Anlagen mit Bürgerbeteiligung + • Leichte Zusatzbelastung nicht-privilegierter Letztverbraucher, aber keine direkte Förderung und dadurch von EE(G)-Gegnern kaum politisch als Subventionierung instrumentalisierbar... + • ..zumal begünstigter, zeitgleicher Verbrauch vor Ort sehr greifbarer Ansatz +

5. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

Das Ende der EEG-Vergütungszeit ist für EE-Anlagenbetreiber ein enormer Umbruch. Sowohl Windenergie- als auch Solaranlagen erzielen künftig einen sowohl geringeren als auch weniger verlässlichen Betrag. Die technischen Weiterbetriebskosten der Anlagen sind jedoch gering, so dass der Weiterbetrieb an den Stellen, an denen ein Neubau einer leistungsfähigeren Anlage nicht möglich ist, sowohl klimapolitisch als auch volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

Der Vergleich von Weiterbetriebskosten und erwartbaren Erlösen für den Zeitraum des Weiterbetriebs zeichnet ein differenziertes Bild: Windenergieanlagen machen den deutlich überwiegenden Teil der betroffenen Leistung aus. Die meisten Anlagen mit einer Leistung größer 1 MW sowie einige der noch kleineren Anlagen hatten über weite Teile der letzten zwei Jahre eine auskömmliche wirtschaftliche Aussicht. Energieversorger und insbesondere Direktvermarkter konnten Anlagenbetreibern kostendeckende und marktgerechte Tarife anbieten, einige Stromlieferverträge mit langfristiger Strompreisbindung wurden auch abgeschlossen. Die SARS-CoV-2-Pandemie hat diese Aussicht jedoch getrübt. Die aktuelle Markterwartung der StromhändlerInnen am Terminmarkt zeigt ein geringes Strompreisniveau für die nächsten Jahre an. Das zeigt die Preisentwicklung der 5-Jahres-Fair-Values, die auf Basis der jeweils aktuellen Terminmarktnotationen der nächsten drei Jahre berechnet werden. Derzeit ist dadurch die Wirtschaftlichkeit für kaum eine Anlage gegeben und Abschaltungen drohen. Ob sich diese wirtschaftliche Situation mit steigenden Strompreisen wieder erholt ist ungewiss.

Bei den betroffenen Solaranlagen handelt es sich um viele sehr kleine Anlagen, häufig mit weniger als 7 kW installierter Leistung. Auch die kumulierte Leistung ist bis 2025 vergleichsweise gering. Jede einzelne Anlage produziert so geringe Strommengen, dass Fixkosten und individueller Aufwand der Anlagenbetreiber bei der Vermarktung sehr gering gehalten werden müssen, um den Weiterbetrieb attraktiv zu gestalten. Für die Erlöse zeigt sich, dass die technischen Weiterbetriebskosten häufig gering sind, lediglich der Wechselrichter muss in etwa alle 10 Jahre ausgetauscht werden. Doch die Herstellung der technischen Voraussetzungen für die Direktvermarktung ist für kleine Anlagen ungleich kostenintensiver als für größerer Anlagen, da hierbei ein hoher Fixkostenanteil anfällt. Werden die Anlagen im Eigenverbrauch genutzt, ist auch nach dem Ende der EEG-Vergütung eine Wirtschaftlichkeit gegeben. Die Vermarktung des überschüssigen, nicht selbst genutzten Stroms ist hingegen eine prozessuale und wirtschaftliche Herausforderung. Der Wert des Stroms am Großhandelsmarkt ist für fast alle der kleinen Anlagen geringer, als die heutigen Kosten der Vermarktung und des Weiterbetriebs.

Aus diesen beiden Überlegungen leiten wir die folgenden Empfehlungen ab, die sich lediglich auf die in diesem Papier vorgestellten Instrumente bezieht.

Für Windenergieanlagen können zwei Instrumente den gezielten Weiterbetrieb unterstützen, die alternativ oder seriell Anwendung finden können.

Der planbarere, regulativere Ansatz ist die Gewährung einer besonderen Marktprämie nach 4.2.1. Hier sind die Höhe, Dauer, der Typ der Prämie sowie die Zahlungsvoraussetzungen so festzulegen, dass ein Repowering nicht durch eine zu hohe Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs untergraben wird. Dieses Instrument hat eine besonders hohe Erfolgswahrscheinlichkeit. Die wichtigsten Nachteile sind das Ausbleiben der Marktintegration, die fortbestehende Abhängigkeit von einer Förderung mitsamt ihrer öffentlichen Skandalisierbarkeit und einem gewissen, schwer abschätzbaren rechtlichen Risiko des Konflikts mit der EU-Kommission. Aber auch das Risiko der Über- oder Unterförderung bestimmter Anlagenklassen oder durch sich verändernde Marktbedingungen sind regulativ herausfordernd.

Ein anderer Weg ist eine Unterstützung der sonstigen Direktvermarktung über ein Reformpaket zur Verbesserung des Markts für Herkunftsnachweise nach 4.1.1. Ein steigender Wert der Herkunftsnachweisqualität „Grünstrom aus ungeforderten regionalen EE-Anlagen“ kann die Direktvermarktung ohne weitere Förderung attraktiver machen. Dieses Instrument fördert die Marktintegration und birgt keine rechtlichen Risiken. Ob dieses Instrument jedoch erfolgreich ist, ist deutlich schwieriger zu prognostizieren, da der Erfolg vom sich einstellenden Preis von und damit Erlös aus bestimmten Herkunftsnachweisen abhängt. Das Beispiel der Preise für Herkunftsnachweise von bis zu 8 EUR/MWh in den Niederlanden hat gezeigt, dass ein solcher Markt grundsätzlich möglich ist. Der in 4.1.3 vorgeschlagene PPA-Facilitator ist ein mit 4.1.1 vergleichbares Tool, eine rechtliche Bewertung sowie die Lösung von Detailfragen zur Umsetzung stehen jedoch noch aus.

Für Solaranlagen teilen sich die Instrumente in zwei Teilbereiche auf, die kombiniert werden sollten. Zunächst sollten zur Unterstützung des Eigenverbrauchs die Stromnebenkosten für den Eigenverbrauch angepasst werden (4.3.2). Die EEG-Umlage kann im Falle des Eigenverbrauchs für einen weiter gesteckten Kreis von Kleinanlagen entfallen (bisher sind nur Anlagen mit bis zu 10 kW befreit, für bis zu 10 MWh pro Jahr). Bis zur Schwelle von Anlagen mit 30 kW Leistung ist

Deutschland zur Befreiung von der Umlage durch die neue EE-Richtlinie sogar verpflichtet, soweit es sich um Strom aus Anlagen handelt, die aus der EEG-Förderung herausgefallen sind. Das EU-Recht gestattet es darüber hinaus, auch eine höhere Schwelle festzulegen oder ganz von einer Leistungsschwelle abzusehen. Diese Maßnahme erhöht die Attraktivität des Eigenverbrauchs und setzt einen wirtschaftlichen Anreiz dafür, eine Solaranlagen auf Eigenverbrauch umzurüsten und ggf. neue Anlagenkomponenten zu diesem Zweck hinzufügen.

Der zweite Teilbereich betrifft die nicht im Eigenverbrauch nutzbaren Mengen. Bei denjenigen Anlagen, die aufgrund des Messkonzepts (noch) nicht eigenverbrauchsfähig sind, sind dies die gesamten Strommengen. Für diese Strommengen stellt sich die Frage, wer die Vermarktung vornehmen soll. Dies könnte a) durch einen Direktvermarkter erfolgen oder b) durch den Netzbetreiber wie im heutigen System.

Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist die Option a) aufgrund sehr geringer Strommengen der betroffenen Anlagen kostenintensiv. Diese Situation kann sich durch eine rechtlich schon heute umsetzbare, vereinfachte sonstige Direktvermarktung von Kleinanlagen prinzipiell bessern. Um wettbewerbsfähige Angebote unterbreiten zu können, sollten Direktvermarkter auf die wesentlichen Kostentreiber der heutigen Direktvermarktung (Istwertabruf, RLM-Zähler, Abschaltbarkeit) verzichten und verzichten dürfen. Im Falle der Viertelstundenbilanzierung empfehlen wir dazu eine Harmonisierung der Regelungen im EEG (Voraussetzung zur Direktvermarktung ist aktuell unabhängig von Anlagengröße) mit dem Smart-Meter-Rollout. Doch Angebote zur sonstigen Direktvermarktung von Kleinstmengen fehlen im Markt heute in der Praxis, es gibt kaum einen Anreiz für Energieversorgungsunternehmen oder Direktvermarkter, dieses kleine und unprofitable Marktspektrum zu bedienen. Das Reformpaket zur Verbesserung des Marktes für Herkunftsnachweise kann diese Situation mittelfristig verbessern, wenn auch Kleinstanlagen daran teilnehmen können. Ob dieser Anreiz ausreicht, um tatsächlich zu wirtschaftlichen Angeboten von Energieversorgern an Solaranlagenbetreiber zu führen, ist ungewiss.

Option b) ist die Beibehaltung der heutigen Vermarktungssituation, die Netzeinspeisung verbleibt im EEG-Bilanzkreis und wird von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam mit den anderen EEG-Strommengen vermarktet. Die Zahlungsverpflichtung des Anschlussnetzbetreibers reduziert sich auf den Marktwert der Anlage abzüglich den zuordenbaren Vermarktungskosten des Netzbetreibers. Diese Zahlungsverpflichtung ist sehr gering, besonders im Vergleich mit der hohen Einspeisevergütung dieser Pionieranlagen (Reduktion auf weniger als 10 % der einstigen Vergütung von ca. 50 ct/kWh). Die Weiterbetriebskosten können vermutlich gedeckt werden, die

Amortisation der Investition in einen neuen Wechselrichter (ca. alle 10-15 Jahre) wäre in einigen Fällen jedoch nur in Verbindung mit Eigenverbrauchskonzepten wirtschaftlich. Dieser Ansatz ist in gewisser Weise minimalinvasiv und führt zu einem sehr geringen Aufwand beim Anlagenbetreiber und einem gleichbleibenden Aufwand beim Netzbetreiber. Sehr wahrscheinlich gibt es keine rechtlichen Risiken. Dafür ist er stark regulativ und fördert die EE-Marktintegration nicht. Für den Anlagenbetreiber ergibt sich eine sehr niedrige Planungssicherheit über künftige Erlöse, Investitionen in den Erhalt der Anlage werden innerhalb dieser Vermarktungsform daher voraussichtlich minimiert.

Optionen a) und b) lassen sich jedoch auch kombinieren: Direktvermarkter können Solaranlagenbetreiber aus ihrem womöglich niedrigen Einspeisetarif der Netzbetreiber durch höhere Tarife abwerben.

QUELLENVERZEICHNIS

Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) (2019): Zeitreihen zu erneuerbaren Energien, [online] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html [23.03.2020]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2019): Beschluss zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen nach § 9 Absatz 8 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2017). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-142/BK6-19-142_beschluss_2019_10_22.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [25.03.2020]

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2020): Strompreisanalyse 2020. https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf [31.03.2020]

Deutsche Energieagentur (dena) (2019): How to use PPAs for a cost-efficient extension of renewable energies. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-REPORT_How_to_use_PPAs_for_cost-efficient_extension_of_re.pdf

Deutsche WindGuard (2015): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update. Varel 2015.

Deutsche WindGuard (2017): Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020. Varel 2017.

European Federation of Energy Traders (EFET) (2019): Toolkit for PPAs. https://efet.org/Files/CPPA/JOINT%20PR_RE-Source%20Buyers%20Toolkit_final.pdf

Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) (2018): Was tun nach 20 Jahren? – Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende, Berlin 2018

Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) (2016): Wind Power Investment Guidelines for Vietnam, Volume 1. https://energypedia.info/wiki/File:GIZ_Wind_Investment_Guidelines_Volume_1.pdf [26.03.2020]

Gleiss Lutz Hootz Hirsch (2013): Gutachterliche Stellungnahme „Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen“, erstellt im Auftrag des BMU. Berlin, 2013.

Pause/Kahles: Die finalen Rechtsakte des EU-Winterpakets „Saubere Energie für alle Europäer“ (Teil 1), in: EnergieRecht 2019, S. 9-17.

Umweltbundesamt (UBA) (2020): Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaik-anlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs. Dessau-Roßlau, 2020.

IMPRESSUM

Autoren:

Energy Brainpool: Fabian Huneke, Michael Claussner, Matthias Brinkhaus

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft: Isabel Schrems, Florian Zerzawy

Öko-Institut: Dirk Arne Heyen, Friedhelm Keimeyer

Prof. Dr. Stefan Klinski

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com mailto:

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

April 2020

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.