



Zukunftsfähige Vermarktung und Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland

Schlussbericht

im Auftrag von

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

26.07.2022



Zukunftsfähige Vermarktung und Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland

Schlussbericht

im Auftrag von

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

26.07.2022

Autoren

Consentec: Bangert, Luise; Maurer, Christoph; Tersteegen, Bernd

Ecologic Institut: Dück, Lina-Marie; Reichwein, David; Umpfenbach, Katharina

Fraunhofer ISI: Höfling, Holger; Panny, Julia; Winkler, Jenny

ZSW: Jachmann, Henning; Kelm, Tobias; Metzger, Jochen

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

<http://www.consentec.de>

In Kooperation mit:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48

76139 Karlsruhe

Deutschland

Tel. +49 (721) 6809 – 539

<https://www.isi.fraunhofer.de/>

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Meitnerstraße 1

70563 Stuttgart

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

<https://www.zsw-bw.de>

Ecologic Institut gemeinnützige GmbH

Pfalzburger Straße 43/44

10717 Berlin

Deutschland

Tel. +49 (30) 86880-161

<http://www.ecologic.eu>

Inhalt

1	Einleitung	7
2	Weiterentwicklung der Grünstromvermarktung (Arbeitspaket 1)	10
2.1	Zusammenfassung der Ergebnisse aus Arbeitspaket 1	10
2.2	Ausgangslage Grünstromvermarktung	14
2.2.1	Nachfrage nach Grünstrom von Unternehmen	14
2.2.2	Angebot von Grünstrom von Anlagenbetreibern	16
2.2.3	Angebot und Nachfrage bei Vermarktung in räumlicher Nähe und Mieterstrom	19
2.3	Weiterentwicklung ausgewählter Vermarktungsformen	26
2.3.1	Vermarktung über Direktlieferverträge (green PPAs)	27
2.3.2	Vermarktung von Post-EEG-Anlagen	37
2.3.3	Vermarktung in räumlicher Nähe und Mieterstrom	41
2.4	Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems im Kontext von Grünstrombeschaffungsstrategien der Industrie	48
2.4.1	Funktionsweise und Einsatzzweck von HKN	49
2.4.2	Einsatz von HKN bei der Strombeschaffung in der Industrie	52
2.4.3	Stromkennzeichnung	56
2.4.4	Doppelvermarktungsverbot	57
2.4.5	Zusammenfassung energiewirtschaftliche Diskussion HKN	60
2.4.6	Rechtliche Bewertung: Lockerung des Doppelvermarktungsverbots bzgl. HKN zugunsten neuer EE-Anlagen	62
3	Regionale Steuerung (Arbeitspaket 2)	67
3.1	Zusammenfassung der Ergebnisse aus Arbeitspaket 2	67
3.2	Ausgangslage regionale Steuerung	67
3.2.1	Regionale Verteilung des Windenergieausbaus	68
3.2.2	Regionale Verteilung der Standortgüte	68
3.2.3	Stromgestehungskosten nach Standortgüte	70

Inhalt

3.2.4	Netzintegration.....	72
3.2.5	Status quo der regionalen Steuerung.....	73
3.2.6	Einführung der Südquote	74
3.3	Ziele der regionalen Steuerung.....	75
3.3.1	Internalisierung / Reduzierung der Netzintegrationskosten.....	76
3.3.2	Reduzierung der Förderkosten	82
3.3.3	Bundesweite Verteilung des EE-Ausbaus	82
3.4	Instrumente der regionalen Steuerung	83
3.4.1	Referenzertragsmodell	84
3.4.2	Verteilernetzkomponente	86
3.4.3	Übertragungsnetzkomponente	87
3.4.4	Regional differenzierte Marktpreise.....	88
4	Weiterentwicklung von Fördermechanismen (Arbeitspaket 3)	90
4.1	Zusammenfassung der Ergebnisse aus Arbeitspaket 3.....	90
4.2	Vollständige Marktintegration erneuerbarer Energien: generelle Implikationen und Wechselwirkungen mit der aktuellen Instrumentendiskussion	92
4.2.1	Hintergrund	92
4.2.2	Begriffsverständnis: Was kann unter vollständiger Marktintegration verstanden werden?.....	93
4.2.3	Ziele und Voraussetzungen vollständiger Marktintegration	94
4.2.4	Implikationen vollständiger Marktintegration	96
4.2.5	Wechselwirkungen mit der aktuellen Instrumentendiskussion.....	97
4.2.6	Fazit zur Rolle des Ziels einer vollständigen Marktintegration von erneuerbaren Energien und der Auswirkungen auf die aktuelle Instrumentendiskussion.	105
4.3	Erstattung von Gebotskosten bei Ausschreibungen für Windenergie an Land.....	108
4.3.1	Einfluss der Kosten der Gebotsabgabe auf Teilnahme an Ausschreibungen.....	109
4.3.2	Stand der wissenschaftlichen Debatte	112

Inhalt

4.3.3	Gebotskostenerstattung aus energieökonomischer Perspektive: Schlussfolgerungen für Windenergie an Land.....	113
4.3.4	Beihilferechtliche Bewertung der Erstattung von Gebotskosten im Rahmen von Ausschreibungsverfahren für Förderungen von Windenergie an Land	117
5	Ausbau- und Förderstrategie von Photovoltaikanlagen (Arbeitspaket 4)	125
5.1	Zusammenfassung der Ergebnisse aus Arbeitspaket 4.....	125
5.2	Ausgangslage Förderung Photovoltaik	125
5.3	Zielsetzungen für den Ausbau der Photovoltaik.....	125
5.4	Fördersystem für Photovoltaikanlagen: Instrumente zur Erreichung der Ausbauziele 2030.....	128
5.4.1	Umgang mit Eigenversorgung	128
5.4.2	Ausschreibungen	134
5.4.3	Administrativ festgelegte Förderung.....	140
A	Literatur	152

1 Einleitung

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) ist durch den deutlichen Zubau entsprechender Erzeugungsanlagen inzwischen zu einer zentralen Säule des deutschen und europäischen Stromerzeugungssystems geworden. Diese Entwicklung wird sich fortsetzen. Angesichts der deutschen wie europäischen Klimaschutz- und Dekarbonisierungsziele ist aus heutiger Sicht davon auszugehen, dass die Stromerzeugung zukünftig sehr weitgehend auf Strom aus EE-Anlagen basieren wird (vgl. etwa. ISI et al 2021). Jüngst wurde das diesbezügliche Ambitionsniveau nochmals deutlich angehoben. So hat das Bundeskabinett Anfang April 2022 unter anderem eine Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) auf den Weg gebracht, in dem das Ziel einer nahezu treibhausgasneutralen Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2035 beschlossen wurde. Damit einher geht eine sehr deutliche Erhöhung der Ausbauziele für die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik (PV), die bereits im Koalitionsvertrag der an der derzeitigen Bundesregierung beteiligten Parteien vorgesehen und im erwähnten Kabinettsbeschluss nochmals erhöht wurde.

Der Ausbau der EE-Stromerzeugung erforderte in der Vergangenheit bis auf wenige Ausnahmen eine finanzielle Förderung, die insbesondere im EEG geregelt war. Die Förderbedingungen haben sich dabei in der Vergangenheit mehrfach im Hinblick auf grundsätzliche Ausgestaltungsfragen der Förderungen verändert. Diese Anpassungen waren selbst Reaktionen auf unterschiedliche Entwicklungen, wie etwa die veränderte Rolle der EE-Stromerzeugung im Stromsystem insgesamt, die mit dem fortschreitenden Ausbau steigenden Förderkosten, die Kostenentwicklung bei den EE-Erzeugungsanlagen, die Wechselwirkungen zwischen EE-Erzeugung/-Ausbau und den Stromnetzen, die veränderten (höheren) Ausbauziele oder auch generell veränderte politische Ziele in Bezug auf die EE-Erzeugung.

Die Rahmenbedingungen für den EE-Ausbau und dessen Förderung unterliegen auch weiterhin Veränderungen. Hierzu zählen u. a. die bereits erwähnte deutliche Erhöhung der kurz- bis mittelfristigen Ausbauziele, weitere Veränderungen bei den Kostenstrukturen der EE-Anlagen, eine veränderte Nachfragesituation nach Stromlieferung mit expliziter „Grünstromeigenschaft“ mit jeweils vielfältigen Auswirkungen auf die Rahmenbedingungen der Ausgestaltung der EE-Förderung.

Das vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg beauftragte Vorhaben „Zukunftsfähige Vermarktung und Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland“ hat sich vor diesem Hintergrund im Zeitraum Juli 2021 bis April 2022 mit verschiedenen Aspekten der Rahmenbedingungen für die Förderung und den Ausbau der EE-Erzeugung in Deutschland befasst. Dabei wurden schwerpunktmäßig vier Bereiche (Arbeitspakete) bearbeitet:

- **Weiterentwicklung der Grünstromvermarktung:** In der jüngeren Vergangenheit ist ein stetiger Anstieg der Nachfrage nach sogenannten Stromlieferverträgen (auch Power-Purchase-Agreements, PPAs) mit dezidierter „grüner“ Eigenschaft des gelieferten Stroms zu beobachten. Gleichzeitig erfolgen insbesondere bedingt durch die weiterhin erhebliche Kostendegression bei einigen EE-Technologien inzwischen Investitionen in EE-Anlagen teilweise ohne Inanspruchnahme einer Förderung über das EEG. Für solche Investitionen stellt der Abschluss eines (grünen) PPA eine relevante Option zur Bewirtschaftung des mit der Investition verbundenen Strompreissrisikos dar. Auch für sog. Post-EEG-Anlagen, d. h. Anlagen, die zwar das Ende ihres Förderzeitraums aber noch nicht das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben, stellt sich die Frage nach weiteren Vermarktungsmöglichkeiten außerhalb des eigentlichen Förderregimes. Daneben gibt es mit der Vermarktung von „regionalem Grünstrom“ und dem Mieterstrom noch weitere, bislang im quantitativen Ausmaß aber

noch eher weniger bedeutende Formen der Grünstromvermarktung. In diesem Arbeitspaket wurden vor diesem Hintergrund zunächst die Ausgangslage bei den verschiedenen Formen der Grünstromvermarktung analysiert und dann mögliche Weiterentwicklungsoptionen diskutiert. Aufgrund des engen Zusammenhangs mit dem Herkunftsnachweissystem für in EE-Anlagen erzeugten Strom wurden in diesem Arbeitspaket auch dieses System sowie mögliche Weiterentwicklungsoptionen analysiert.

- **Regionale Steuerung (Schwerpunkt Windenergie an Land):** Der Ausbau der Windenergie an Land ist eine der zentralen Säulen des weiteren EE-Ausbaus. Dabei sind die Standortbedingungen hinsichtlich der Ertragsgüte innerhalb Deutschlands allerdings regional sehr unterschiedlich verteilt, mit einem deutlichen Nord-Süd-Gefälle. Nicht zuletzt für die Erreichung der Ausbauziele ist aber ein Ausbau auch süddeutscher, oft weniger ertragreicher Standorte erforderlich. In diesem Arbeitspaket wurden daher zunächst der mögliche Bedarf zur regionalen Steuerung des Zubaus bei der Windenergie an Land näher analysiert und im Weiteren dann verschiedene Ansätze zur Umsetzung einer solchen regionalen Steuerung innerhalb des Fördersystems untersucht und bewertet.
- **Weiterentwicklung von Fördermechanismen:** Die Ausgestaltung des Fördermechanismus ist eine der entscheidenden regulatorischen Stellschrauben, um u.a. die Effektivität wie auch die Effizienz des EE-Ausbaus zu beeinflussen. Über viele Jahre war die zwischenzeitlich eingeführte gleitende Marktprämie ein zentrales Element des Fördermechanismus. Mit der gleitenden Marktprämie wurde einerseits ein stabiles Förderumfeld gewährleistet, in dem die Anlagenbetreiber passend zu dem Ziel eines sukzessive weiter steigenden Anteils der EE-Erzeugung am Strommix gegen langfristige Marktrisiken durch das Fördersystem abgesichert werden. Andererseits wurde durch die Übertragung kurzfristige Marktpreisrisiken verbunden mit entsprechenden Anreizwirkungen z. B. bezogen auf die Anlagenauslegung ein nächster Schritt in Richtung einer vollständige(re)n Marktintegration von EE-Anlagen begangen. Inwieweit eine vollständige Marktintegration allerdings tatsächlich wenigstens langfristig weiterhin ein prioritäres Ziel für die EE-Förderung scheint derzeit nicht zuletzt angesichts der jüngst sehr deutlich angehobenen Ausbauziele fraglich, während aber gleichzeitig in der jüngeren Vergangenheit regelmäßig zu beobachten ist, dass zumindest einzelne EE-Projekte ohne Förderung realisiert werden können. Vor diesem Hintergrund hat sich das Vorhaben mit der Frage beschäftigt, welche Rolle das Ziel einer vollständigen Marktintegration zukünftig noch spielen könnte und wie sich dies auf die aktuelle Diskussion zu Förderinstrumenten auswirkt. Bei der Diskussion lag ein besonderer Fokus auf einem Vergleich der Förderung über Differenzverträge (Contract-for-Differences) und über die gleitende Marktprämie.

Als zweiter Aspekt im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung von Fördermechanismen hat sich das Vorhaben mit einem speziellen Phänomen der derzeitigen Ausschreibung für Windenergie an Land beschäftigt. Diese waren zuletzt häufig unterzeichnet, was im Hinblick auf die Erreichung der Ausbauziele ein erhebliches Problem darstellt. Als ein Grund hierfür wird häufig die mangelnde Flächenverfügbarkeit und damit einhergehend fehlende Genehmigungen diskutiert. In diesem Arbeitspaket wurden als weiterer möglicher Grund für die geringe Zahl an Geboten die aufgrund der hohen materiellen Präqualifikationsanforderungen ebenfalls hohen Gebotskosten untersucht. Ausgehend von dieser Untersuchung wurde im Weiteren analysiert, inwieweit die Erstattung von Gebotskosten eine Möglichkeit darstellt, dieses Problem geeignet zu adressieren.

- **Ausbau- und Förderstrategie von Photovoltaikanlagen:** Der von der Bundesregierung geplante Ausbaupfad für Photovoltaikanlagen mit Zubauraten in der Größenordnung von

20 Gigawatt (GW) jährlich stellt eine erhebliche Anhebung des Ambitionsniveaus dar. Um das Ziel zu erreichen, müssen bestehende Hemmnisse beseitigt und neue Anreize gesetzt werden. In Arbeitspaket 4 wurden vor diesem Hintergrund verschiedene Instrumente und Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Fördersystems für Photovoltaikanlagen diskutiert. Unter anderem widmen sich die Autoren der Frage, welche Rolle Eigenversorgungskonzepte beim zukünftigen Ausbau der Photovoltaik spielen sollten. Die Autoren beleuchten die systemische Wirkung von Eigenversorgungskonzepten auf Investitionsentscheidung, Dispatch und Stromnetze sowie deren Stellenwert für die Akzeptanz des PV-Ausbaus. Mit Blick auf das Ausschreibungssystem und die zukünftig erheblich höheren Ausschreibungsvolumina für PV-Freiflächenanlagen werden verschiedene Maßnahmen zum Erhalt des Wettbewerbs diskutiert, darunter eine Anhebung des Höchstwerts und eine Ausweitung der Flächenkulisse. Für das Segment der administrativ festgelegten Förderung werden unter anderem die Einführung kostendeckender Volleinspeisetarife sowie eine Weiterentwicklung des bestehenden Degressionsmechanismus thematisiert.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Arbeiten im Rahmen des Vorhabens zu diesen vier Bereichen und die gewonnenen Erkenntnisse. Die Struktur des Berichts orientiert sich dabei an der Gliederung in die genannten vier Bereiche. So beschäftigt sich Kapitel 2 mit den Aspekten der Grünstromvermarktung. Kapitel 3 dokumentiert die Arbeiten zu Fragen der regionalen Steuerung. Die Weiterentwicklung der Fördermechanismen wird in Kapitel 4 aufgegriffen, wobei Abschnitt 4.2 auf die Frage der Rolle der vollständigen Marktintegration und Abschnitt 4.3 auf den Umgang mit Gebotskosten bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land eingeht. In Kapitel 5 wird schließlich die Ausbau- und Förderstrategie von Photovoltaikanlagen thematisiert. Die Kapitel beginnen jeweils mit einer Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse der verschiedenen Arbeitspakete.

2 Weiterentwicklung der Grünstromvermarktung (Arbeitspaket 1)

2.1 Zusammenfassung der Ergebnisse aus Arbeitspaket 1

Die Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist aktuell das wichtigste Instrument für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor. Gleichzeitig gewinnt jedoch die Säule des nicht aus dem EEG geförderten Ausbaus der erneuerbaren Energien an Bedeutung und sollte, nach den Vorstellungen der Bundesregierung, vorangetrieben werden. Vor diesem Hintergrund wurden in Arbeitspaket 1 ausgewählte Vermarktungsformen für Strom aus erneuerbaren Energien untersucht. Insbesondere sollte die Frage beantwortet werden, inwiefern diese Vermarktungsformen weiterentwickelt werden können, um den marktbasierten Ausbau erneuerbarer Energien zu stärken und eventuelle Hemmnisse zu überwinden. Dafür wurden relevante Fachliteratur und öffentliche Datensätze ausgewertet und zahlreiche Fachgespräche mit Experten auf dem Gebiet der Grünstromvermarktung geführt¹. Der Schwerpunkt der Untersuchung lag auf der Akteursperspektive. Eine Analyse der systemischen Wirkungen, vor allem im Wechselspiel mit der geförderten Vermarktung im EEG, war nicht Gegenstand von Arbeitspaket 1. Diese wurde in Arbeitspaket 3 aufgegriffen und ist für die Bewertung entscheidend, inwieweit diese alternativen Vermarktungsformen für eine effiziente Entwicklung des Gesamtsystems wichtig sind.

Im Fokus standen die Vermarktung über Direktlieferverträge (PPAs) für Neuanlagen ohne Förderung und ausgeförderte Anlagen (Post-EEG-Anlagen) sowie regionale Vermarktungskonzepte und Mieterstrom. Außerdem wurden explizit die Rahmenbedingungen für PPAs bei kleinen und mittleren Unternehmen (KMUs) und die Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Herkunftsnachweissystems für Strom aus erneuerbaren Energien untersucht. Nachfolgend werden die wichtigsten Ergebnisse der Untersuchung dargestellt und eingeordnet:

Vermarktung über Direktlieferverträge (green PPAs)

Der Markt für green PPAs in Deutschland hat in den letzten Jahren deutlich an Fahrt aufgenommen. Vor allem die großen Marktakteure sammeln zunehmend Erfahrung mit dem komplexen Thema, so dass einige anfängliche Herausforderungen (z. B. die aufwändige Vertragsgestaltung) nur noch eine untergeordnete Rolle spielen. Auch Hürden wie die Strompreiskompensation für Großunternehmen wurden inzwischen in den neuen Beihilfeleitlinien beseitigt und werden voraussichtlich bei der Umsetzung in nationales Recht berücksichtigt, was für die Nutzung von green PPAs in Großunternehmen eine wichtige Voraussetzung ist.

Die Bewirtschaftung der verschiedenen Risiken, die vor allem bei PPAs mit langer Laufzeit (größer 10 Jahre) auftreten, stellt für manche Akteure eine ernste Herausforderung dar, für andere Akteure (z. B. Energieversorgungsunternehmen oder große Direktvermarkter) gehören sie wiederum zum Kerngeschäft. Die Analyse – unter anderem auf Basis von Expertenbefragungen – hat gezeigt, dass auf dem Markt individuelle Lösungen für unterschiedliche Risikoprofile verfügbar sind und ein Markteingriff hier voraussichtlich nicht erforderlich ist. Ob eine staatliche Ausfallbürgschaft zur Absicherung des Ausfallrisikos des Abnehmers, wie im Entwurf zur Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (REDII) vorgeschlagen, einen Mehrwert bietet, wird,

¹ Zur besseren Einschätzung der aus der Literatur herausgearbeiteten Herausforderungen beim Abschluss von PPAs wurden im Zeitraum von 3. bis 17. August 2021 zwölf Expertengespräche mit Nachfragern und Anbietern von green PPAs, Beratern und sonstigen relevanten Marktakteuren geführt. Die Expertengespräche wurden als semistrukturierte Interviews durchgeführt und dauerten jeweils rund 60 Minuten.

je nach Ausgestaltung des Instruments, von den befragten Experten unterschiedlich eingeschätzt. Maßnahmen, die die Prognosegenauigkeit des langfristigen Marktwerts von erneuerbarem Strom verbessern (z. B. fester CO₂-Preispfad, klarer Pfad für Flexibilitätsoptionen) können zwar das Risiko und damit die Finanzierungskosten mindern, sollten aber nicht alleine vor dem Hintergrund von PPAs, sondern im Rahmen von generellem Marktdesign diskutiert werden.

Insbesondere auf der Seite der Endabnehmer spielt die Unternehmensgröße eine wichtige Rolle. Sowohl die Höhe des Stromverbrauchs, das im Unternehmen vorhandene energiewirtschaftliche Wissen zur Strombeschaffung (inkl. der Bewertung von Risiken) und die Fähigkeiten des Unternehmens, Risiken zu tragen, entscheiden über die Eignung des Unternehmens für den Abschluss von PPAs.

Der Hauptgrund für das bisher mangelnde Angebot von erneuerbaren Energien Projekten (Neuanlagen) mit Eignung für eine Vermarktung über PPAs ist die Wechselwirkung zur Förderung im EEG. Ein in diesem Zusammenhang nachfolgend diskutierter Ansatz ist der Wegfall des Doppelvermarktungsverbots im EEG und die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für geförderten Grünstrom.

Unabhängig davon, und nicht nur im Hinblick auf green PPAs, besteht dringender Handlungsbedarf für den Regulierer, die Flächenverfügbarkeit und Genehmigungspraxis v.a. für große Projekte zu verbessern, um damit sowohl den Wettbewerb in den EE-Ausschreibungen als auch das Angebot an marktbasieren EE-Projekten zu erhöhen.

Einige Marktakteure fordern von der Politik ein klares Signal zur Förderung von PPAs z. B. durch die Befreiung von der EEG-Umlage oder durch Steuervergünstigungen. Da solche Maßnahmen eine indirekte Förderung darstellen, führen sie zu Verzerrungen im Markt und stehen zudem in Wechselwirkung zur Förderung im EEG. Solche Maßnahmen wären unserer Ansicht nach nur zu rechtfertigen, wenn mit der Vermarktung von Grünstrom über PPAs ein grundsätzlicher systemischer Nutzen einherginge. Dieser kann jedoch mit den Untersuchungen in Arbeitspaket 3 nicht eindeutig bestätigt werden.

Kleine und mittlere Unternehmen als Nachfrager von green PPAs

Trotz ihrer verstärkten Nachhaltigkeitsbestrebungen treten kleine und mittlere Unternehmen in Deutschland derzeit nur selten als Nachfrager von green PPAs auf. Dies lässt sich erklären durch ihren einerseits kleineren Strombedarf und ihre andererseits geringere Fähigkeit, die mit PPAs verbundenen Preis-, Mengen- und Ausfallsrisiken zu bewerten, abzusichern und gegebenenfalls selbst zu tragen. Gepaart mit der im Wesen von PPAs liegenden Komplexität des Vertragswerks ergeben sich für die meisten KMU hohe Transaktionskosten, die einen Grünstrombezug über green PPAs nicht praktikabel machen.

Daher stellt sich grundsätzlich die Frage nach der Sinnhaftigkeit der Förderung von KMU, wie von der EU-Kommission im Entwurf zur Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) vorgeschlagen, um diese zu befähigen direkt PPAs zu beziehen. Green PPAs sind jedoch von grundsätzlicher Relevanz, was die Erhöhung des Grünstromanteils bei KMU betrifft. Einerseits gibt es tatsächlich eine gewisse Anzahl an KMU in energieintensiven Branchen, für die green PPAs eine geeignete Beschaffungsoption darstellen können. Andererseits bieten sich Stadtwerke und kleinere Energieversorger mit auf green PPAs basierenden KMU-Grünstromtarifen als Bindeglieder an, die KMU den Bezug von PPA-basiertem Strom mittels Grünstromtarifen ermöglichen.

Grundsätzlich empfiehlt sich, bestehende Wissenslücken bei KMU durch neue Informationsangebote zum Thema Grünstrombeschaffung zu schließen. Weitere Handlungsempfehlungen umfassen in Anknüpfung an bestehende Energieeffizienz-Instrumente den Ausbau von Beratungs- und Austauschmöglichkeiten für KMU, um die Effekte von lokalen Vorbildern und Mund-zu-Mund-Propaganda auszuschöpfen sowie die Reduktion der Komplexität von Vertragswerk und bestehenden Musterverträgen. Auch Leitfäden können Hürden abbauen. KMU, die alleine nicht über die Kapazitäten verfügen, green PPAs abzuschließen, könnten sich mit anderen KMU zusammenschließen („Offtaker-Pooling“), um ihre Marktposition zu stärken, Risiko zu streuen und Transaktionskosten zu reduzieren. Im Zusammenhang mit integrierten Klimaschutzkonzepten und „urban PPAs“² kommt insbesondere auch der öffentlichen Hand eine wichtige Vorbildwirkung in punkto green PPAs zu. Letztlich gilt es auch genannte Intermediäre, insbesondere Stadtwerke bzw. Energieversorger mit lokalem Bezug, zu unterstützen und die Eignung von börsennotierten Absicherungsprodukten für Profirisiken zu prüfen. Beides könnte Intermediäre befähigen, niederschwellige, wenig komplexe Grünstromtarife anzubieten.

Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems im Kontext von Grünstrombeschaffungsstrategien der Industrie

Der Bedarf der deutschen Industrie an hochwertigem³ Grünstrom wird auf absehbare Zeit ansteigen. Die Beschaffung von Grünstrom über langfristige Direktlieferverträge (PPAs) von ungeforderten Neuanlagen ist mittelfristig nur eine Option für wenige Großunternehmen. Mit der Ausgabe von Herkunftsnachweisen (HKN) für Strom aus geförderten EEG-Anlagen (Wegfall des Doppelvermarktungsverbots) würde die Voraussetzung geschaffen, dass bei zukünftig steigendem Marktpreis für HKN, einerseits die Industrie mit hochwertigem, nationalen Grünstrom versorgt werden kann und andererseits dadurch ein signifikanter Beitrag zur Unterstützung des EE-Ausbaus geleistet wird, indem die Vermarktungserlöse aus den HKN die Förderkosten verringern. Für den Fall, dass die HKN-Preise langfristig auf sehr niedrigem Niveau verharren, würden durch die Maßnahme allerdings keine nennenswerten Effekte ausgelöst. Für Industrieunternehmen, die ambitionierte Klimaziele erfüllen müssen, dürften HKN aus geförderten EE-Anlagen mit in diesem Fall vernachlässigbarer Klimaschutzwirkung kaum ausreichen, um die an sie gestellten Anforderungen zu erfüllen.

Dass die im Entwurf zur Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (REDII) angedachte verpflichtende Ausgabe von HKN für geförderte Anlagen in allen Mitgliedstaaten zu einer deutlichen Ausweitung des Angebots von PPAs führt (so wie vom Unionsgesetzgeber beabsichtigt), halten wir für unwahrscheinlich. Dies ist allerdings für die Grünstromversorgung der Industrie auch nicht zwingend nötig.

Vermarktung von Post-EEG-Anlagen

Die förderfreie Vermarktung von ausgeforderten Windenergieanlagen an Land ist im Jahr 2021 insgesamt gut angelaufen. Der Wettbewerb unter den Abnehmern ist hoch und eine Stilllegungswelle blieb bislang aus. Die befristete Anschlussregelung für ausgeforderte Anlagen nach § 23b Absatz 2 EEG 2021 hat einen Teil des Marktsegmentes (ca. 1 GW) gebunden, der überwiegende Teil (ca. 2,5 GW) hat sich dagegen für die eigenständige Vermarktung entschieden. Durch

² Hier treten Städte oder Kommunen als Offtaker für green PPAs auf.

³ Als „hochwertiger“ Grünstrom wird in diesem hier – angelehnt an Anforderungen, die sich Unternehmen im Rahmen ihrer Nachhaltigkeitsziele heute teilweise auferlegen – eine Strombezugsform von Unternehmen verstanden, die direkt oder indirekt einen Beitrag zum EE-Ausbau leistet. Dafür muss der Preis für HKN zukünftig so weit ansteigen, dass durch die Vermarktungserlöse der HKN ein substanzieller Beitrag zur Finanzierung der EE-Anlage geleistet werden kann.

die Ablehnung der geplanten Ausschreibungen für ausgeförderte Windenergieanlagen durch die EU-Kommission löst sich die Konkurrenz zwischen EEG-Förderung und förderfreier Vermarktung zum Jahresende 2021 auf. Dabei ist davon auszugehen, dass durch die derzeit günstigen Marktbedingungen (hohes Strompreisniveau im Spot- und Terminhandel) ein Großteil der ausgeförderten Anlagen auch im Jahr 2022 im Rahmen der förderfreien Vermarktung weiterbetrieben werden kann. Andere Hemmnisse wie die kleinteilige Struktur auf Erzeugerseite und die technischen Ausfallrisiken federt der Markt durch die Bündelung des Angebots und eine entsprechende Vertragsgestaltung (kurze Laufzeiten, Sonderkündigungsrechte etc.) ab. Für die weitere Entwicklung des Marktes sind stabile regulatorische Rahmenbedingungen essentiell. Dies betrifft vor allem jene, die direkt auf die Entwicklung des Preisniveaus wirken (CO₂-Bepreisung, Kohleausstieg etc.). Sollten zukünftige Regierungen erneut eine Anschlussregelung als Backup bei niedrigen Strompreisen erwägen, sind grundsätzlich Lösungen zu bevorzugen, die auf einer eigenständigen Vermarktung des erzeugten Stroms mit allen Rechten und Pflichten aufbauen und lediglich die Lücke zwischen Marktwert und Betriebskosten schließen, z. B. in Form einer fixen oder gleitenden Marktprämie.

Aufgrund der Größe der PV-Anlagen, für die mittelfristig die Vergütung endet, und bestehender Hemmnisse bei der Direktvermarktung von Kleinanlagen ist die Grünstromvermarktung in diesem Segment aktuell, von wenigen größeren Anlagen abgesehen, nicht attraktiv. Die dafür notwendige Standardisierung und Digitalisierung von Prozessen sowie die flächendeckende Verfügbarkeit intelligenter Messsysteme befinden sich in der Umsetzung. Dies benötigt jedoch Zeit und lässt sich nicht wesentlich beschleunigen. Sollte der politische Wunsch nach einer kurzfristig verstärkten Grünstromvermarktung aus Post-EEG-PV-Anlagen bestehen, müssten hierzu Vereinfachungen bei den Voraussetzungen für die Direktvermarktung vor allem für kleine Anlagen oder Betreiber geschaffen werden. Hierbei sollte jedoch abgewogen werden, inwiefern dies gegenüber der bestehenden Regelung zur Marktwertdurchleitung effizient ist, insbesondere, wenn man davon ausgeht, dass sich die Voraussetzungen zur Vermarktung kleiner Anlagen mittelfristig verbessern.

Vermarktung in räumlicher Nähe

Verschiedene Untersuchungen (z. B. Wallbott et al. 2021, Sagebiel et al. 2014, Rommel 2016) konnten zeigen, dass bei Konsumenten eine Präferenz für regionalen Strom existiert. Regionale Stromtarife – mit oder ohne Nutzung von Regionalnachweisen – adressieren diese Präferenz. Aufgrund der Herausforderungen, wie der hohe administrative Aufwand, Mengen- und Ausfallrisiken und die Kosten für die Beschaffung von Reststrommengen, sind regionale Tarife unter den aktuellen Rahmenbedingungen jedoch im Vergleich zu überregionalen Stromprodukten (auch Grünstrom) nicht wirtschaftlich. In der Konsequenz ist die Akzeptanz und letztlich die Nutzung regionaler Stromtarife davon abhängig, dass die zusätzlichen Kosten für einen Regionaltarif durch die Mehrzahlungsbereitschaft potenzieller Kunden überkompensiert wird. Jedoch zeigt die verhaltene Partizipation, dass dies nur in begrenztem Umfang der Fall ist. Daher und auch gestützt durch die Tatsache, dass die Mehrheit der untersuchten Regionaltarife lediglich bereits existierende EE-Anlagen nutzt, wird das EE-Ausbaupotenzial durch Regionaltarife als gering eingeschätzt.

Vermarktung von Mieterstrom

Mit den Änderungen des EEG 2021, einer Änderung des Gewerbesteuergesetzes im Frühjahr 2021 und der Novellierung des Wohnungseigentumsgesetzes (WEG) Ende 2020 wurde ein Teil der Hemmnisse für (geförderten) Mieterstrom beseitigt. Inwiefern diese Verbesserungen zu einer deutlichen Belebung des bisher sehr geringen Zubaus in diesem Segment führen, lässt sich

aufgrund der zum Teil erheblichen Vorlaufzeiten von Projekten derzeit noch nicht bewerten. Aufgrund weiterbestehender Hemmnisse erscheint ein bedeutender Beitrag von geförderten Mieterstromanlagen zum PV-Zubau absehbar eher unwahrscheinlich. Um das Marktsegment der Dachflächen auf Gebäuden mit Mietwohnungen stärker für den PV-Zubau zu aktivieren, wäre der Abbau weiterer Hemmnisse notwendig. Die Umsetzung von Mieterstromprojekten ist weiterhin mit hohen Transaktionskosten verbunden, die insbesondere aus den Pflichten für Energieversorgungsunternehmen und dem Aufwand für das Messkonzept resultieren. Diese stellen das Haupthemmnis für Mieterstromprojekte dar. Zur Senkung der Transaktionskosten müssten die diesbezüglichen regulatorischen Vorgaben soweit wie möglich vereinfacht werden. Sollte eine wesentliche Vereinfachung der regulatorischen Vorgaben für Mieterstromprojekte nicht möglich sein, bestehen dennoch weitere graduelle Verbesserungsmöglichkeiten. Denkbar wären die Einführung einer Bagatellgrenze für Einmalakteure, eine Anschlussfrist für Mieterstromanlagen beim Netzbetreiber, sowie die Prüfung einer rechtlichen Konkretisierung des Quartiersbegriffs.

2.2 Ausgangslage Grünstromvermarktung

Die Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist aktuell das wichtigste Instrument für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor. Gleichzeitig gewinnt jedoch die Säule des nicht aus dem EEG geförderten Ausbaus der erneuerbaren Energien an Bedeutung und sollte, nach den Vorstellungen der amtierenden Bundesregierung, vorangetrieben werden. Vor diesem Hintergrund wurden ausgewählte Vermarktungsformen für Strom aus erneuerbaren Energien untersucht. Insbesondere sollte die Frage beantwortet werden, inwiefern diese Vermarktungsformen weiterentwickelt werden können, um den marktbasieren Ausbau erneuerbarer Energien zu stärken und eventuelle Hemmnisse zu überwinden. Dafür wurden relevante Fachliteratur und öffentliche Datensätze ausgewertet und zahlreiche Fachgespräche mit Experten auf dem Gebiet der Grünstromvermarktung geführt. Der Schwerpunkt der Untersuchung lag auf der Akteursperspektive. Eine Analyse der systemischen Wirkungen, vor allem im Wechselspiel mit der geförderten Vermarktung im EEG, wird in diesem Kapitel nicht betrachtet. Eine Untersuchung der Systemperspektive in diesem Kontext erfolgt in Kapitel 4 und ist letztlich für die Bewertung entscheidend, inwieweit diese alternativen Vermarktungsformen für eine effiziente Entwicklung des Gesamtsystems wichtig sind.

Im Fokus der Untersuchungen standen die Vermarktung über Direktlieferverträge (PPAs) für Neuanlagen ohne Förderung und ausgeförderte Anlagen (Post-EEG-Anlagen) sowie regionale Vermarktungskonzepte und Mieterstrom.

2.2.1 Nachfrage nach Grünstrom von Unternehmen

Zunehmend mehr Unternehmen in Deutschland stellen ihre Strombeschaffung teilweise oder vollständig auf den Bezug von Grünstrom um. Vor allem Großunternehmen⁴ setzen sich selbst ambitionierte Klimaziele, um auf die gesellschaftliche Debatte um mehr Klimaschutz und Klimaneutralität zu reagieren. Häufig führt dies zu Folgeeffekten entlang der jeweiligen Wertschöpfungskette, da große Unternehmen mit einer starken Marktstellung auch von ihren Zulieferern erwarten, dass diese sich CO₂-Minderungsziele setzen. Auch bei KMU selbst ist die Mehrzahlungsbereitschaft für Grünstrom deutlich im Steigen begriffen, wie das Energiewende-Barometer 2021 der IHK ergab (DIHK 2021). All diese Effekte verstärken den Trend bei der

⁴ Es gibt auch wenige Großunternehmen (z.B. in der Chemiebranche), die sich mit einem green PPA langfristig niedrige Strompreise sichern wollen. In diesem Fall ist die Hauptmotivation der Preis und nicht die grüne Eigenschaft des Strombezugs.

Grünstrombeschaffung im Markt (E&M 2021, IZES 2019). Insbesondere die in Bild 2.1 zu beobachtende Dynamik beim Abschluss von Direktlieferverträgen für erneuerbar erzeugten Strom (green PPAs) bestätigen diesen Trend (Energy Brainpool 2021).

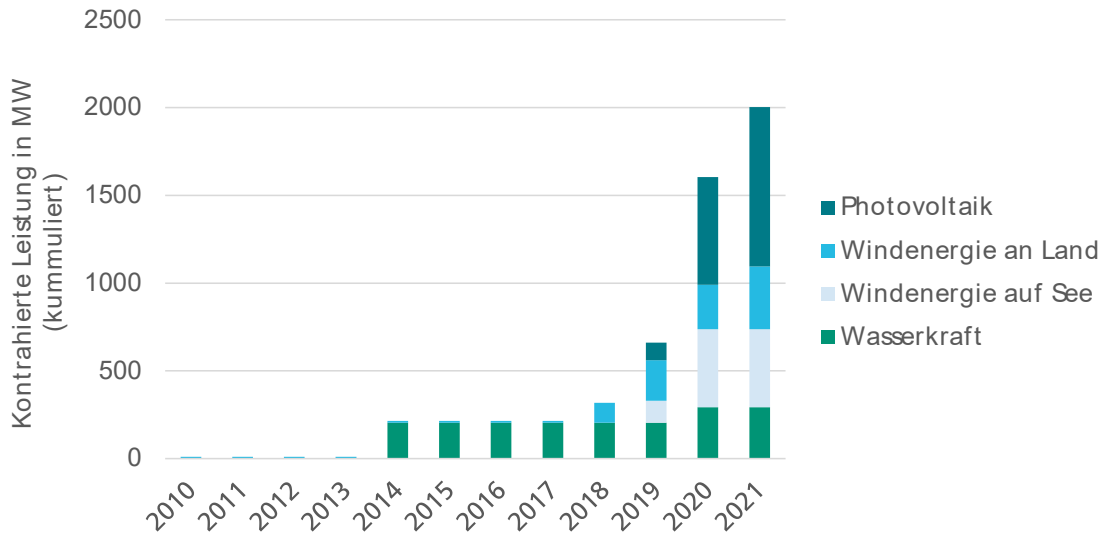


Bild 2.1 Öffentlich berichtete PPA-Abschlüsse in Deutschland (Die Abbildung zeigt in der Fachpresse berichtete Abschlüsse von PPAs mit unterschiedlicher Laufzeit (Stand: Juli 2021) mit Erzeugung und Abnahme in Deutschland. PPA Abschlüsse von Post-EEG-Anlagen, die insbesondere ab dem Jahr 2021 stark ansteigen, werden selten in der Fachpresse erwähnt und sind deshalb in der Grafik unterrepräsentiert. Die Daten erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Quelle: Auswertung Fraunhofer ISI)

Durch die politisch gesetzten, ambitionierten Ziele zur Erreichung der Klimaneutralität in der Industrie einerseits und durch Anforderungen an Grünstrom für die Elektrolyse von Wasserstoff bzw. die Produktion von strombasierten, synthetischen Kraftstoffen (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) andererseits, ist es wahrscheinlich, dass sich der Trend der Grünstrombeschaffung bei Unternehmen in Zukunft fortsetzt. Aktuell werden im Kontext von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten sogar Instrumente wie Quoten für die Industrie und den Verkehr sowie Förderinstrumente auf der Nachfrageseite (z. B. Carbon Contract for Difference, CCfD) diskutiert. Solche Instrumente könnten perspektivisch den Bedarf für Direktlieferverträge signifikant erhöhen.

Bei der Umsetzung der Klimaneutralstellung des Strombezugs stehen den Unternehmen grundsätzlich verschiedene Optionen zur Verfügung, welche in der Praxis häufig in einer Grünstrombeschaffungsstrategie kombiniert werden. In Bild 2.2 sind die gängigsten Optionen der Grünstrombeschaffung von Unternehmen dargestellt, welche sich unter anderem hinsichtlich ihrer Wertigkeit unterscheiden. Als hochwertig werden von den meisten Akteuren Bezugsoptionen verstanden, die eine hohe Klimaschutzwirkung⁵ haben. Diese kann erreicht werden, wenn durch die Beschaffungsstrategie, der Bau einer neuen erneuerbaren Anlage oder eines Teils davon direkt ermöglicht oder finanziert wird (Kriterium der „Zusätzlichkeit“). Dies kann entweder durch direkte Investitionen oder durch eine finanzielle Verpflichtung des strombeschaffenden

⁵ Das Kriterium der Klimaschutzwirkung und die Vermeidung von Doppelzählungen bei der Inanspruchnahme der eingesparten CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird wissenschaftlich kontrovers diskutiert. Aus diesem Grund haben sich pragmatische Lösungen am Markt entwickelt, wie sie beispielsweise im Leitfaden der RE100 beschrieben werden.

Unternehmens, z. B. mit einem langfristigen Stromabnahmevertrag (RE100 2018), erfolgen. Sowohl die Eigenversorgung als auch der Strombezug über langfristige Direktlieferverträge (PPAs) können je nach Ausgestaltung die Anforderungen an Zusätzlichkeit erfüllen und genießen in der öffentlichen Wahrnehmung einen hohen Wert, vor allem wegen der Sichtbarkeit und der eindeutigen Zuordnung. Da die werbewirksame und imagebildende Eigenschaft dieser Strombezugsoptionen derzeit noch eines der Hauptmotive für die Grünstrombeschaffung von großen Unternehmen ist, gewinnen diese Optionen zunehmend an Bedeutung. Im Gegensatz zur Eigenversorgung sind PPAs allerdings nicht auf die verfügbaren Flächen an den Unternehmensstandorten begrenzt und damit für große Stromnachfrager besonders interessant. Die häufig in der Literatur (z. B. dena 2019) genannte langfristige Absicherung von Strompreisen als Motivation für den Abschluss von PPAs aus Unternehmenssicht hat sich bei der Expertenbefragung nicht bestätigt.

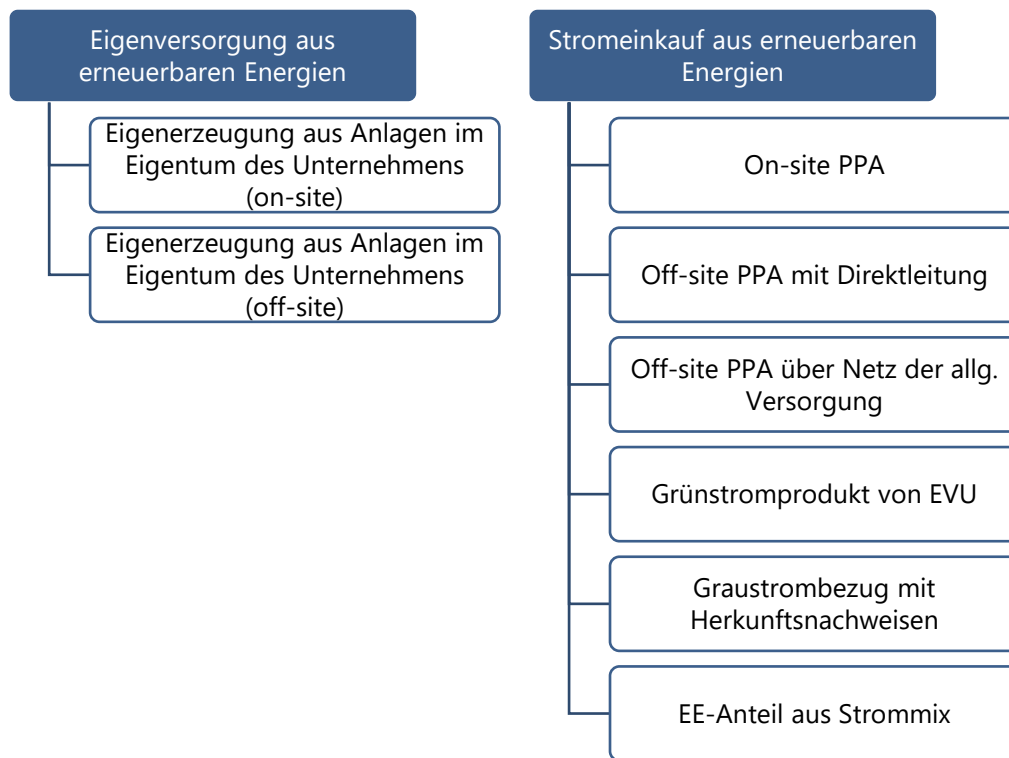


Bild 2.2 Optionen der Grünstrombeschaffung für Unternehmen (Quelle: RE100 2021)

2.2.2 Angebot von Grünstrom von Anlagenbetreibern

Für Betreiber von Anlagen aus erneuerbaren Energien (v. a. Wind- und Solarenergie) waren bis vor wenigen Jahren das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) mit Einspeisevergütung oder die geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie die einzigen wirtschaftlichen Alternativen. Seitdem hat allerdings die sonstige Direktvermarktung (siehe Bild 2.3) an Bedeutung gewonnen, auch wenn weiterhin die geförderte Direktvermarktung mit 83,9 GW installierter Leistung deutlich gegenüber der sonstigen Direktvermarktung mit 3,7 GW dominiert.⁶ Bis auf wenige Ausnahmen von EE-Anlagen, die nicht an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind, fallen alle EE-Anlagen unter das EEG. Das EEG sieht grundsätzlich vier Veräußerungsformen nach § 21b EEG 2021 vor: die Einspeisevergütung, den Mieterstromzuschlag, die Marktprämie und

⁶ Stand: August 2021 www.netztransparenz.de

die sonstige Direktvermarktung. Für eine Vermarktung über grüne Direktlieferverträge kommen aufgrund des Doppelvermarktungsverbots in Deutschland nur Anlagen aus der sonstigen Direktvermarktung in Frage.

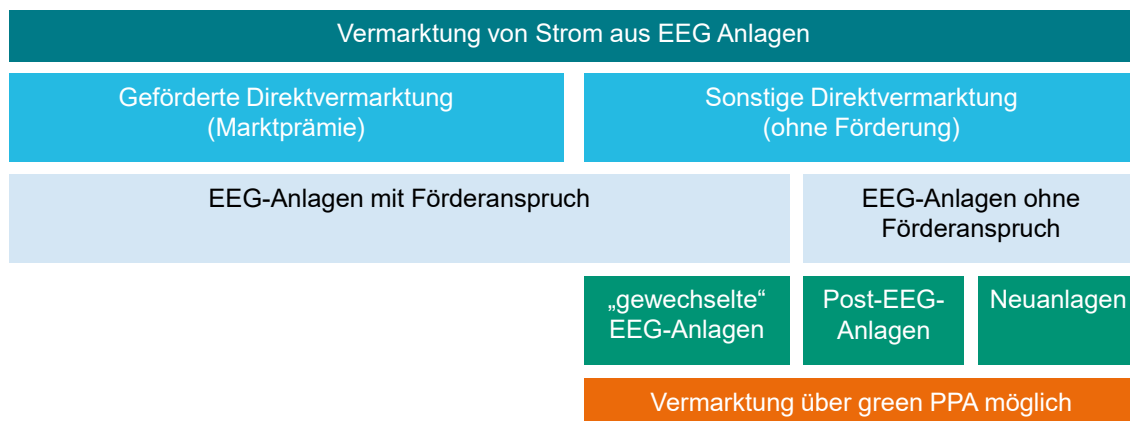


Bild 2.3 Vermarktungsformen von Strom aus EEG-Anlagen (Quelle Fraunhofer ISI)

Für den Trend hin zur sonstigen Direktvermarktung sind mehrere Entwicklungen verantwortlich:

- Grundsätzlich besteht schon länger der Trend zu steigenden Strompreisen am Spotmarkt und an den Future Märkten. In der ersten Jahreshälfte 2021 ist das Preisniveau am Stromgroßhandelsmarkt aufgrund steigender CO₂-Preise und Brennstoffpreise sogar auf den höchsten Stand seit 2008 geklettert. Dadurch haben Betreiber von EEG-Anlagen, die über die geförderte Direktvermarktung einen Anspruch auf Marktprämie haben, einen zunehmenden Anreiz in die sonstige Direktvermarktung zu wechseln, um sich dort über einen längeren Zeitraum das hohe Marktpreisniveau zu sichern, sofern das Marktpreisniveau über ihrem anzulegenden Wert liegt.
- Mit der Einführung des EEGs im Jahr 2000 hat der Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich an Fahrt aufgenommen. Da nach 20 Jahren der Vergütungsanspruch geförderter EEG-Anlagen verfällt, besteht für die Anlagenbetreiber die Option, ihre Anlagen über die sonstige Direktvermarktung zu vermarkten, soweit der Weiterbetrieb technisch möglich ist. (Zur Entwicklung der sogenannten Post-EEG-Anlagen siehe unten).
- Im Rahmen der Übergangsausschreibungen für Windenergie auf See gab es mehrere Projekte, die mit einem Gebotspreis (= anzulegenden Wert) von 0 EUR/MWh einen Zuschlag erhalten haben und damit ohne Förderanspruch über die sonstige Direktvermarktung vermarktet werden.
- Für PV Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 20 MW (vor dem EEG 2021 noch 10 MW) besteht kein Förderanspruch. Neuanlagen, deren Errichtung bei Stromgestehungskosten unterhalb des erwarteten Marktpreisniveaus auch betriebswirtschaftlich rational wäre, dürfen errichtet werden und würden über die sonstige Direktvermarktung vermarktet.
- Für alle Neuanlagen ohne Förderanspruch (v. a. große PV Freiflächen und Windenergie auf See) hat die Kostendegression für erneuerbare Technologien in den letzten Jahren eine rein marktbasierende Vermarktung erst ermöglicht. Bei Windenergie auf See kommt die Besonderheit dazu, dass die Kosten des verhältnismäßig teuren Netzanschlusses über eine Umlage sozialisiert werden. Wäre das nicht der Fall, würden aktuell vermutlich keine ungeforderten Offshore Windparks in Deutschland entstehen.

Die Errichtung einer Anlage ohne Förderanspruch und deren Vermarktung in der sonstigen Direktvermarktung bedeutet für den Anlagenbetreiber die Übernahme langfristiger Marktpreisrisiken, also insbesondere das Risiko, dass sich Marktpreise langfristig so entwickeln, dass mit den Vermarktungserlösen die Investition in die Anlage nicht refinanziert werden kann bzw. nicht die erwartete Rendite abwirft. Die Hauptmotivation für Betreiber bzw. Entwickler von Neuanlagen

einen möglichst langfristigen (möglichst 10 Jahre oder mehr) Direktliefervertrag (PPA) abzuschließen, ist daher die Absicherung vor langfristigen Marktpreisrisiken. Diese Absicherung ermöglicht wiederum einen Investor für das Projekt zu finden oder das Projekt über eine Bank zu finanzieren bzw. Finanzierungskosten zu senken. Auch für Betreiber von Bestandsanlagen nach Förderende (Post-EEG-Anlagen), die für kürzere Zeiträume PPAs abschließen steht die Preisabsicherung im Vordergrund. Allerdings stehen hier, im Gegensatz zum langfristigen PPA bei Neuanlagen, auch liquide Terminprodukte an der Strombörse zur Absicherung zur Verfügung.

Post-EEG-Anlagen

Seit 2021 wächst das Marktsegment der sogenannten Post-EEG- oder Ü20-Anlagen. Damit sind jene Anlagen gemeint, die nach einer Förderdauer von 20 Jahren (und mehr) ihren Zahlungsanspruch aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verloren haben. Derzeit sind dies, auf die Anlagenleistung bezogen, vor allem Windenergieanlagen an Land. Ihr Ausbau begann bereits in den 1990er Jahren und hat mit dem EEG 2000 einen deutlichen Schub erfahren. Entsprechend verloren zum Jahreswechsel 2020/21 mehr als 4.700 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 3,5 GW ihren Zahlungsanspruch.⁷ In den nächsten 10 Jahren werden weitere 20 GW folgen.

Tabelle 1 Leistung und Stromerzeugung (Mittelwert der Jahre 2016–2020) von Windenergieanlagen an Land mit Inbetriebnahme vor 2011 (Quelle: Eigene Auswertung auf Basis der Stamm- und Bewegungsdaten zur EEG-Jahresabrechnung 2020)

Jahr der Inbetriebnahme	Leistung in GW	Stromerzeugung in TWh
≤ 2000	3,5	4,6
2001	2,4	3,3
2002	2,9	3,9
2003	2,6	3,8
2004	2	3
2005	1,7	2,7
2006	2,2	3,5
2007	1,7	2,7
2008	0,8	1,2
2009	2,7	4,5
2010	1,4	2,6

Nach dem Förderende stehen die Betreiber vor der Entscheidung, ob sie ihre Anlagen stilllegen, ersetzen oder weiterbetreiben. Im Hinblick auf das Ziel, die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu steigern, ist ein Repowering die beste Option, da moderne Anlagen gegenüber ihren Vorgängern um ein Vielfaches höhere Stromerträge generieren und so das Potenzial

⁷ Eigene Auswertung auf Basis der Stammdaten zur EEG-Jahresabrechnung 2020

der Standorte besser ausschöpfen. Ob dies auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht gilt, hängt nicht zuletzt von der Entwicklung der Strompreise und den erzielbaren Zuschlagswerten in den Wind-Ausschreibungen ab. Allerdings sind längst nicht alle Altanlagen „repoweringfähig“, da für das Repowering eine neue Genehmigung erforderlich ist und etwa 50 % von ihnen außerhalb aktuell ausgewiesener Vorranggebiete liegen (enervis 2020).

Von Januar bis Juli 2021 wurden lediglich 92 ausgeführte Windenergieanlagen mit einer Leistung von 83 MW stillgelegt bzw. ersetzt. Weitere 139 WEA (139 MW) gingen – das Förderende vor Augen – bereits im Jahr 2020 vom Netz. Die meisten Anlagen werden somit vorerst weiterbetrieben – der Großteil von ihnen im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung (3100 WEA, 2,5 GW). Der Rest (ca. 1 GW) nutzte die bis zum 31. Dezember 2021 befristete Anschlussregelung nach § 23b Abs. 2 EEG 2021. Demnach erhielten ausgeführte Windenergieanlagen eine Einspeisevergütung in Höhe des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes zuzüglich eines Aufschlags von 1,0 ct/kWh vor dem 1. Juli 2021, 0,5 ct/kWh im Zeitraum vom 1. Juli bis 30. September 2021 sowie 0,25 ct/kWh vom 1. Oktober bis 31. Dezember 2021. Eine in der Urfassung des EEG 2021 angelegte Ausschreibung für ausgeführte Windenergieanlagen wurde von der Europäischen Kommission nicht genehmigt und mit dem Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (BGBl. I 2021 S.3026) inzwischen wieder gestrichen.

Im Gegensatz zur Windenergie ist die vom Förderende betroffene Photovoltaikleistung auf absehbare Zeit eher gering. Im Jahr 2021 umfasste die Anlagenleistung gut 70 MW und steigt kontinuierlich bis zum Jahr 2024 auf gut 140 MW pro Jahr an. Bei den betroffenen Anlagen handelt es sich zunächst weit überwiegend um Kleinstanlagen mit im Durchschnitt 3,9 kW im Jahr 2021 bis 7,1 kW im Jahr 2024 (Metzger et al. 2020). Erst ab dem Jahr 2025 nimmt der Umfang und der Durchschnitt der Anlagenleistung deutlich zu. In Summe erreichen bis zum Jahr 2030 knapp 4,5 GW das Förderende. Aufgrund der Kleinteiligkeit der Anlagen und der vergleichsweise geringen Strommengen je Anlage ist die Vermarktung von Grünstrom aus diesem Anlagensegment im Rahmen von PPAs kurz- bis mittelfristig nicht attraktiv. Die Kleinteiligkeit des Anlagensegments führt auch zu Hemmnissen bei der Vermarktung des Stroms dieser Anlagen nach Förderende im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung (vgl. Abschnitt 3.2). Bei Fortbestand der Regelungen des EEG 2017 hätten dadurch Anreize zur Abregelung von Strom sowie zur Stilllegung von Anlagen bestanden. Um diesem Problem zu begegnen wurde für ausgeführte Anlagen bis 100 kW im EEG 2021, befristet bis zum Jahr 2027, die Möglichkeit der Stromeinspeisung zum Marktwert (abzüglich der Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber) geschaffen.

2.2.3 Angebot und Nachfrage bei Vermarktung in räumlicher Nähe und Mieterstrom

Regionale sowie lokale Vermarktungskonzepte für erneuerbaren Strom können zu einer Steigerung der Akzeptanz regenerativer Energien führen, indem sie die regionale Wertschöpfung stärken und es Bürgern ermöglichen vor Ort an der Energiewende teilzuhaben (Agora Energiewende 2017). Abhängig von der Ausgestaltung einer regionalen Vermarktung kann diese den regionalen Ausgleich von EE-Angebot und Nachfrage erhöhen und gleichzeitig Anreize für den EE-Ausbau in erzeugungsschwachen Regionen (z. B. Städten) schaffen (Agora Energiewende 2017). Darüber hinaus zeigen Konsumenten ein wachsendes Interesse an der Nutzung regionaler Stromprodukte (Rommel et al. 2016). Entsprechend steigert die Regionalität von Strom die Attraktivität von Stromtarifen und kann auf diese Weise zu zusätzlichen Vermarktungsmöglichkeiten für Energieversorger führen. Demgegenüber steht indes, dass durch dezentrale Energiesys-

teme zwar die bilanzielle regionale Autarkie, d. h. die Unabhängigkeit von Energieimporten, erhöht wird, jedoch eine solche Lösung im Hinblick auf Kosten und Systemintegration von erneuerbaren Energien möglicherweise Ineffizienzen aufweist, sofern diese nicht zu einer erhöhten Akzeptanz, erhöhtem Zubau oder der Erschließung zusätzlicher Flexibilität führen (Klobasa et al. 2021).

Bei Nutzung des öffentlichen Netzes ist die Vermarktung von Strom in räumlicher Nähe im Grundsatz der Vermarktung von Strom über größere Entfernungen im gleichen Marktgebiet gleichgestellt. Wirtschaftliche Anreize bestehen insofern nur dann, wenn es regulatorische Ausnahmen bei der Pflicht zur Zahlung von Entgelten, Abgaben oder Umlagen gibt, oder eine (ggf. indirekte) Förderung für bestimmte Formen der Vermarktung besteht, z. B. indem die vermutete Präferenz von Verbrauchern für regionale Stromprodukte sich auch in einer entsprechend höheren Zahlungsbereitschaft manifestiert. Dies bestätigt sich allerdings bisher nicht. Entfällt die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, bestehen zusätzliche Anreize durch den Wegfall von Netzentgelten sowie an die Netzdurchleitung gekoppelte Abgaben und Umlagen. Demgegenüber stehen jedoch ggf. Kosten für eigene Leitungen. Neben der Eigenversorgung, bei der per Definition keine Stromlieferung und somit keine Vermarktung des Stroms stattfindet (Voraussetzung der Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher) und den angesprochenen Anreizen bei Lieferung ohne Netzdurchleitung existieren zu drei Formen der regionalen Vermarktung regulatorische Anreize: Vermarktung mit Regionalnachweisen, Regionale Direktvermarktung und Mieterstrom (vgl. Bild 2.4). Bei der Vermarktung mit Regionalnachweisen besteht der Anreiz darin, dass durch die Möglichkeit des Nachweises der regionalen Stromerzeugung in der Wahrnehmung des Endkunden ggf. eine höhere Wertigkeit des Stroms besteht und somit ggf. ein leicht höherer Absatzpreis erzielt werden kann. Der Vorteil der regionalen Direktvermarktung besteht in der Stromsteuerbefreiung (bei Anlagen kleiner 2 MW), beim Mieterstrom besteht der Anreiz im Mieterstromzuschlag, sowie der Befreiung von Entgelten, Abgaben und Umlagen. Daneben existieren weitere Formen der regionalen Stromvermarktung, die zum Teil auf die angesprochenen Regelungen zurückgreifen, bspw. Peer-to-Peer-Stromhandel oder Quartierslösungen⁸.

⁸ Peer-to-Peer-Stromhandel bezeichnet den Handel von Strom unmittelbar zwischen einem Erzeuger und einem Verbraucher; sofern ein solcher Stromhandel regional begrenzt ist, kann der gehandelte Strom mithilfe von Regionalnachweisen vermarktet werden (Fietze et al. 2020). Für Quartierslösungen, die das öffentliche Netz nutzen, ist dies ebenfalls der Fall. Quartiere, in denen Strom ohne Durchleitung durch ein öffentliches Netz geliefert wird, werden seit dem EEG 2021 der Veräußerungsform des Mieterstromzuschlages zugeordnet.

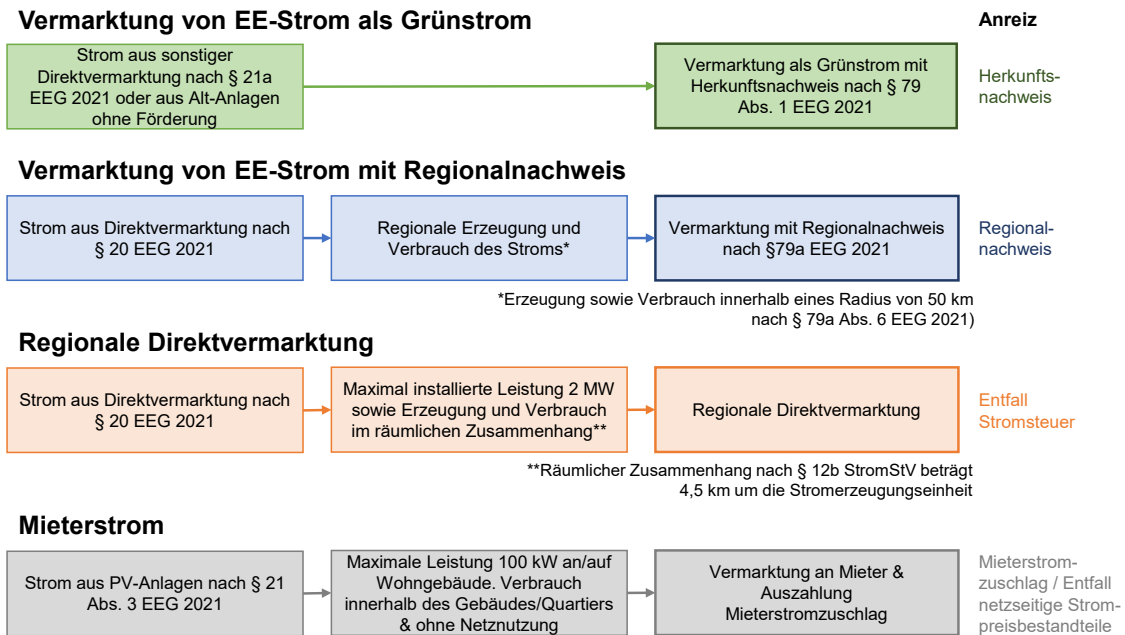


Bild 2.4 Vermarktungsformen für Strom aus EE-Anlagen in räumlicher Nähe

Nachfolgend erfolgt eine kurze Darstellung der Ausgangslage aus Sicht der jeweils beteiligten Akteure hinsichtlich Angebots und Nachfrage für die Vermarktung mit Regionalnachweis, die regionale Direktvermarktung sowie Mieterstrom. Eine ausführlichere Analyse von Hemmnissen und Möglichkeiten der Weiterentwicklung findet sich in Abschnitt 2.3.3.

Regionalnachweise und regionale Direktvermarktung - Vermarktung von EE-Strom unter Nutzung des öffentlichen Netzes

Zur Vermarktung von Strom im regionalen Kontext, jedoch nicht unmittelbar innerhalb eines Gebäudes bzw. Quartiers, wurde im EEG 2017 der Regionalnachweis nach § 79a EEG 2021 eingeführt. Regionalnachweise betonen explizit die regionale Eigenschaft von Strom aus "erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage" (§ 78 (1) EEG 2021) und kommen für Strommengen in Betracht, die sich in der geförderten Direktvermarktung befinden (gemäß § 10b bzw. § 20 EEG 2021) und in die Region - in einem 50 km-Radius ausgehend vom Postleitzahlengebiet des Verbrauchers - geliefert werden (§ 79a S. 6 EEG 2017). Regionalnachweise werden mit einer Kilowattstunde produziertem Strom verknüpft und entlang der regionalen Lieferkette gehandelt bzw. weitergegeben (Klobasa et al. 2020, Lerm et al. 2018). Auf diese Weise wird die regionale Eigenschaft des Stromes belegt. Konkret bedeutet dies, dass Anlagen bereits gefördert werden, zusätzlich jedoch die regionale Komponente des Stromes vermarkten können - sofern der erzeugte Strom auch regional verbraucht wird⁹.

Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass Strom aus der sonstigen Direktvermarktung (§ 21a EEG 2021) oder aus Post-EEG-Anlagen zwar für regionale Vermarktungsformen von Grünstrom genutzt werden kann, beispielsweise für Tarife mit Regionalcharakter oder mit Verweis auf konkrete Anlagen, aber auch für Partizipationsformen wie Energiegemeinschaften und Quartiere außerhalb des Mieterstroms. Jedoch kann hier im Gegensatz zur grünen Eigenschaft (nachgewiesen durch den Herkunftsnachweis) die Regionalität des Stromes nicht durch einen Regionalnachweis belegt und entsprechend gekennzeichnet werden. Auf der anderen Seite entfallen für

⁹ nach § 53c EEG 2021 wird jedoch die Förderung für außerhalb von Ausschreibungen geförderte Anlagen um 0,01 ct/kWh reduziert.

eine solche Vermarktungsform die Voraussetzungen, die für gekennzeichnete Regionaltarife gelten, beispielsweise die Begrenzung der Regionalität auf einen Radius von 50 km (Lehmann et al. 2021).

Die regionale Direktvermarktung stellt ein weiteres Regionalstromprodukt dar. Hierbei besteht die Möglichkeit, eine Stromlieferung von der Stromsteuer zu befreien (Regelsteuersatz: 2,05 ct/kWh) (§ 12b StromStV), sofern der gelieferte Strom nicht durch das EEG gefördert wird. Voraussetzung für die Stromsteuerbefreiung ist, dass der Strom aus einer Anlage mit einer Nennleistung <2 MW stammt, die sich in einem Radius von 4,5 km um die Entnahmestelle befindet. Da Lieferant und Abnehmer des Stromes hier über einen bilateralen Vertrag gebunden sind, besteht für beide Parteien Planungssicherheit bzgl. der Stromkosten. Für den Abnehmer besteht der Vorteil dieser speziellen Form der regionalen Direktvermarktung in der Steuerersparnis. Daher würde eine Reform der Stromsteuer die Attraktivität dieser Vermarktungsform entsprechend beeinflussen.

Durch die aufgezeigten Möglichkeiten der regionalen Vermarktung wird für Energieversorger somit erstmals eine Möglichkeit geschaffen ein regionales Stromprodukt aus geförderten EE-Anlagen zusammenzustellen und zu vermarkten. Die regionale Stromvermarktung schafft in der Regel (sofern das öffentliche Netz genutzt wird, d. h. die regionale Direktvermarktung stellt hier die Ausnahme dar) keine unmittelbaren finanziellen Vorteile, da keine Befreiung von Steuern oder Umlagen vorliegt. Jedoch kann durch den Regionalnachweis und das in diesem Rahmen geschaffene Regionalnachweisregister die regionale Komponente dieses Stromproduktes nachgewiesen und entsprechend zertifiziert werden.

Im Umkehrschluss erhalten auch Haushaltskunden durch regionale Stromtarife erstmals vereinfachten Zugang zu Strom aus regionalen und je nach Tarifausgestaltung unter Umständen sogar dezidierten EE-Anlagen.

Mieterstrom - Vermarktung innerhalb von Wohngebäuden oder Quartieren

Neben geförderten Mieterstromprojekten, die im Fokus der nachfolgenden Betrachtung stehen, gab es bereits vor Inkrafttreten des Mieterstromgesetzes auch ungeforderte Projekte. Der PV-Zubau in diesem Bereich findet nach wie vor statt, insbesondere in Bereichen, die nicht von der Mieterstromförderung abgedeckt sind, bspw. bei Gewerbegebäuden oder in Kombination mit KWK-Anlagen. Seit Juli 2017 können Vermieter nach § 21 Abs. 3 EEG 2021 Strom aus Photovoltaik-Anlagen auf/an Wohngebäuden an Mieter liefern und erhalten dabei eine Förderung durch den Mieterstromzuschlag. Strom, der nicht durch die Mieter verbraucht wird, wird ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und vergütet. Nachdem die Regelung zunächst auf die Stromlieferung an Gebäude im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang beschränkt war, wurde sie mit dem EEG 2021 auf Quartiere ausgeweitet. Voraussetzung für die direkte Förderung des Mieterstromzuschlags ist, dass der Strom nicht durch ein öffentliches Netz durchgeleitet wird. Folglich entfallen Netzentgelte, netzseitige Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgaben, wodurch ein zusätzlicher indirekter Anreiz besteht. Da es sich beim Mieterstrom um eine Stromlieferung handelt, ist jedoch die EEG-Umlage in voller Höhe zu entrichten, wobei zu bedenken ist, dass deren Höhe zukünftig sinken dürfte. Eine Gleichstellung mit der Eigenversorgung, bei der nur die auf 40 % reduzierte EEG-Umlage anfällt, ist somit nicht gegeben.

Ziel der Mieterstromförderung ist es, für Mieter eine Möglichkeit zur unmittelbarerem Beteiligung an der Energiewende zu schaffen und sowohl Anbieter von Mieterstrom als auch Verbraucher (Mieter) wirtschaftlich profitieren zu lassen. Darüber hinaus soll die Nutzung bisher nicht erschlossener Dachflächenpotenziale gesteigert werden (BMW i 2017).

Aus der Perspektive der Nachfrageseite, der Mieter, bietet die Mieterstromregelung mit die einzige Möglichkeit Strom aus einer PV-Anlage vom eigenen Hausdach zu beziehen. Neben den Mietern, die sich dies wünschen (vgl. Agora 2020, S.23), besteht hierbei auch die Chance die Identifikation mit der Energiewende bei bisher Uninteressierten zu erhöhen. Da auch im Rahmen der Mieterstromregelungen die freie Wahl des Stromversorgers bestehen bleibt, dürften Mieterstromprojekte für den Strombezug der Mieter in der Regel vorteilhaft sein. Zwar ist nicht zwangsläufig sichergestellt, dass der angebotene Mieterstromtarif das günstigste Angebot darstellt (vgl. Schäfer 2017, S.81), jedoch ergibt sich in jedem Fall eine zusätzliche Auswahlmöglichkeit für den Strombezug, deren Preis aufgrund der geltenden Preisobergrenze (§ 42a Abs. 4 EnWG) maximal 90 % des Grundversorgertarifs betragen darf. Hinsichtlich der Möglichkeit der Teilhabe an der Energiewende bleibt für Mieter jedoch die Einschränkung bestehen, dass sie darauf angewiesen sind, dass der Vermieter die Initiative ergreift, oder zumindest zustimmt, falls die Initiative von anderer Seite (z. B. durch die Mieter oder einen Anbieter von Mieterstromkonzepten) erfolgt und die Abwicklung durch einen Dienstleister übernommen wird. Eine vollständig selbstbestimmte Beteiligung an der Energiewende bietet Mieterstrom somit nicht. Für Vermieter als Anbieter von Mieterstrom ist dieser nicht Teil ihrer Kerntätigkeit und damit per se mit zusätzlichem Aufwand verbunden. Da der Anbieter im Zuge der Mieterstromlieferung zum Stromversorger wird, entsteht eine Vielzahl an zusätzlichen Pflichten. Die komplexen Regelungen, der hohe administrative Aufwand und die vergleichsweise hohen Transaktionskosten erfordern einen Wissensaufbau, der für Einmalakteure eine hohe Hürde darstellt (eine detaillierte Betrachtung der Hemmnisse von Mieterstrom findet sich in Abschnitt 2.3.3). Da es zwischenzeitlich eine Vielzahl spezialisierter Akteure am Markt gibt, die einen Teil der Aufgaben im Zuge der Mieterstromlieferung übernehmen können und dies mit dem EEG 2021 auch rechtssicher möglich ist (vgl. § 21 Abs. 3 EEG, so genanntes Lieferkettenmodell), bestehen für Vermieter diesbezüglich jedoch auch Entlastungsmöglichkeiten.

Anhand des bisherigen Gesamtzubaus von mit dem Mieterstromzuschlag geförderten PV-Anlagen von knapp 70 MW (Stand Juli 2021, vgl. Bild 2.5) bzw. des jährlichen Zubaus von maximal 19 MW wird deutlich, dass geförderter Mieterstrom bislang eine sehr untergeordnete Rolle beim Zubau erneuerbarer Energien spielt. Der Anteil am jährlichen PV-Zubau liegt bislang zwischen rund 0,4 % und 0,5 %. Bezogen auf das Gesamtpotenzial von knapp 15 GW (Prognos 2017) werden bislang 0,5 % für Mieterstrom genutzt. Bezogen auf die „praxisnahe obere Grenze“ der Potenzialerschließung von gut 500 MW pro Jahr (Prognos 2017) sowie die jährliche Obergrenze der Mieterstromförderung im EEG von ebenfalls 500 MW wurden bislang knapp 4 % des jährlich erschließbaren Potenzials ausgeschöpft.

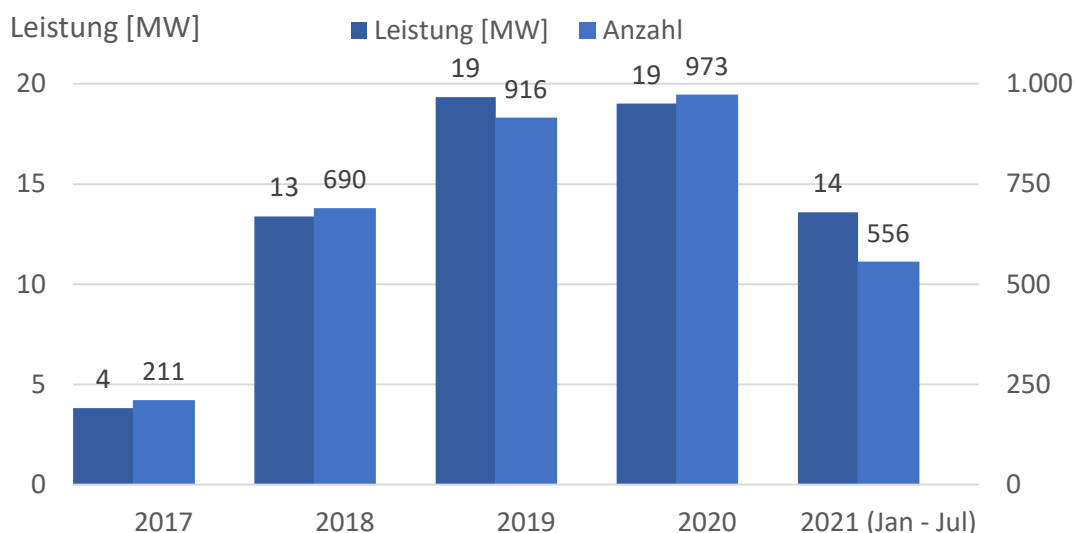


Bild 2.5 Anzahl und Leistung der bisher zugebauten Mieterstromanlagen in Deutschland (Stand Juli 2021 Quelle: ZSW basierend auf Marktstammdatenregister).¹⁰

Betrachtet man die installierte Leistung in den einzelnen Bundesländern (vgl. Tabelle 2) zeigt sich, dass in Bayern, Baden-Württemberg, Hessen und Nordrhein-Westfalen absolut die meisten geförderten Mieterstromanlagen zugebaut wurden. Bezogen auf die Einwohnerzahl führt Hessen (172 kW/100.000 EW) mit deutlichem Abstand, gefolgt von einer Gruppierung zwischen 130 kW/100.000 EW und knapp 100 kW/100.000 EW aus Hamburg, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Baden-Württemberg und Bayern. Alle weiteren Bundesländer folgen mit etwas Abstand und einem Pro-Kopf-Zubau zwischen 79 kW/100.000 EW (Saarland) und 26 kW/100.000 EW (Sachsen).

¹⁰ Gegenüber dem Teilbericht Mieterstrom des Vorhabens zum EEG-Erfahrungsbericht (Kelm et al. 2019) ergeben sich für die Jahre 2017 und 2018 zum Teil deutliche Abweichungen, die im damals noch unvollständigen Datenstand des Marktstammdatenregisters begründet sind.

Tabelle 2 *Installierte Leistung der mit dem Mieterstromzuschlag geförderten PV-Anlagen nach Bundesländern und bezogen auf die Einwohnerzahl (Stand: Juli 2021, Quelle: ZSW basierend auf Marktstammdatenregister)*

Bundesland	Installierte Leistung MW	Leistung pro 100.000 Einwohner [kw//100.000 EW]
BW	12	105
BY	13	97
BE	4	119
BB	3	117
HB	0	28
HH	2	130
HE	11	172
MV	1	35
NI	5	60
NW	10	55
RP	2	59
SL	1	79
SN	1	26
ST	2	110
SH	2	53
TH	1	39
Summe / Ø	69	83

Bei der Analyse nach Einflussfaktoren auf den Zubau geförderter Mieterstromanlagen könnte man intuitiv davon ausgehen, dass ein Zubau eher dort erfolgt, wo die Bevölkerungsdichte hoch ist und / oder der Anteil an Gebäuden mit Mietwohnungen hoch ist. Da Mieterstromprojekte bei höheren Netzentgelten eine höhere Rentabilität aufweisen, liegt zudem der Schluss nahe, dass ein Zubau tendenziell in Regionen mit höheren Netzentgelten erfolgt. Die genannten Zusammenhänge lassen sich auf Bundeslandebene nicht nachweisen. Beim Einfluss der Bevölkerungsdichte auf den geförderten Mieterstromzubau wurde zudem eine Auswertung auf Landkreisebene durchgeführt. Auch hier zeigt sich keine nennenswerte Korrelation zum Zubau geförderter Mieterstromanlagen. Neben der Möglichkeit, dass sich die in Betracht gezogenen Zusammenhänge ggf. nur auf detaillierterer Aggregationsebene zeigen, scheint es auch möglich, dass diese zum derzeitigen Zeitpunkt keine relevanten Einflussfaktoren darstellen. Dagegen erscheint es als Arbeitshypothese naheliegend, dass eine hohe installierte Mieterstromleistung in

einer Region insbesondere dort vorzufinden ist, wo große Mieterstromanbieter aktiv sind. Eine Auswertung des Marktstammdatenregisters hinsichtlich der Leistung geförderter Mieterstromanlagen nach Unternehmen, zeigt, dass der Markt derzeit noch wenig konzentriert ist (vgl. Tabelle 3) und sich in einer frühen Phase befindet. So entfällt auf die in der Auswertung zehn größten Mieterstromanbieter ein Marktanteil von knapp 28 %. Die 50 größten Anbieter erreichen einen Anteil von rund 42 %.

Tabelle 3 Installierte Leistung geförderter Mieterstromanlagen und Marktanteil von Mieterstromanbietern, deren Anlagen sich im Marktstammdatenregister zuordnen lassen¹¹ (Stand Juli 2021)

Mieterstromanbieter	Leistung [kW]	Marktanteil
Mainova AG	5.712	8,3%
SOLARIMO GmbH	3.569	5,2%
Berliner Stadtwerke Energiepartner GmbH	3.231	4,7%
Polarstern Erzeugungs GmbH	1.903	2,8%
Isarwatt eG	1.188	1,7%
Vattenfall Energy Solutions GmbH	902	1,3%
Energiedienst AG	762	1,1%
GAG Servicegesellschaft mbH	721	1,0%
SES SolarEigenStrom GmbH	646	0,9%
ZEAG Energie AG	482	0,7%

Aufgrund der Projektanzahl der identifizierten Anbieter und der Charakteristik vieler Unternehmen (lokal operierende Unternehmen, Stadtwerke) ist es wahrscheinlich, dass diese entweder nur in ihrer Stammregion tätig sind, oder falls sie überregional bzw. bundesweit agieren, nur in bestimmten, ausgewählten Regionen aktiv sind. So lässt sich die hohe, pro Kopf installierte Leistung in Hessen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu großen Anteilen auf Mainova zurückführen. Gleichzeitig konzentriert sich die Leistung geförderter Mieterstromanlagen in Hessen zu mehr als 50 % auf Frankfurt am Main, dem Unternehmenssitz von Mainova. Aufgrund der frühen Marktphase erscheint es umgekehrt plausibel, dass es Regionen mit hohem Mieterstrompotenzial gibt, in denen noch kein größerer Mieterstromanbieter aktiv ist und der ggf. vorhandene, geringe Zubau geförderter Mieterstromanlagen auf Einmalakteure entfällt.

2.3 Weiterentwicklung ausgewählter Vermarktungsformen

¹¹ Die Auswertung basiert auf der Zuordnung von Mieterstromanlagen zu den jeweiligen Akteuren im Marktstammdatenregister. Mieterstromanbieter, die in ihrem Anlagenportfolio Projektgesellschaften bilden, tauchen in der Auswertung deswegen ggf. nicht auf, da die Projektgesellschaften nicht immer als zusammengehörende Unternehmen erkennbar sind.

2.3.1 Vermarktung über Direktlieferverträge (green PPAs)

Wie in Abschnitt 2.1 dargestellt, sind langfristige Direktlieferverträge (green PPAs) für Unternehmen eine der am meisten gewählten Optionen, um für die Kunden glaubwürdigen und damit hochwertigen grünen Strom zu beschaffen. Sowohl für Neuanlagen als auch im Kontext der Frage des Weiterbetriebs ausgeförderter Anlagen, sogenannter Ü20-Anlagen (siehe auch nächster Abschnitt), werden PPAs als Finanzierungsmodus zunehmend in Betracht gezogen. Obwohl green PPAs sich also mehr und mehr in der unternehmerischen Beschaffungspraxis etablieren und eine wachsende Zahl an Abschlüssen zu verzeichnen ist (dena 2019), bestehen dennoch gewisse Hürden, die diese Entwicklung sowohl angebots- als auch nachfrageseitig dämpfen. Diese werden nachfolgend auf Basis der Literatur und Einschätzungen aus Expertenbefragungen erläutert und eingeordnet. Die aus der Expertenbefragung gewonnenen Einschätzungen reflektieren naturgemäß häufig auch die aus einzelwirtschaftlicher Perspektive der befragten Unternehmen wünschenswerten Anpassungen am regulatorischen Rahmen (z. B. Wunsch nach Abgaben- und Umlagenbefreiung). Dies bedeutet aber nicht, dass die genannten Hemmnisse bzw. geäußerten Wünsche zur Anpassung des regulatorischen Rahmens jeweils auch aus systemischer / volkswirtschaftlicher Sicht effizient sind. Mögliche Lösungsansätze zum Abbau bestehender Hemmnisse werden nachfolgend aufgeführt und bewertet.

Mangelnde Erfahrung der Marktakteure

Während mangelnde Erfahrung mit green PPAs noch vor wenigen Jahren mehrheitlich als gravierendes Problem in Deutschland konstatiert wurde (dena 2019), scheint dies zumindest für etablierte Marktakteure mittlerweile keine große Hürde mehr darzustellen. Auch wenn das Marktvolumen noch nicht das Niveau anderer Länder, z. B. Norwegen, Schweden, Großbritannien oder Spanien, erreicht hat, ging klar aus den Experteninterviews hervor, dass gerade große Marktakteure in verschiedenen Marktrollen in Deutschland mittlerweile routiniert in der Abwicklung von PPAs sind, sich aber auch kleinere Akteure im Markt positionieren konnten und teilweise Nischen bedienen. Für Energieversorger, Direktvermarkter und Stadtwerke, aber auch Energieberatungsunternehmen und Anwaltskanzleien ergeben sich in Zusammenhang mit PPAs teilweise vielfältige Möglichkeiten, die sich auch im Auftreten neuer Geschäftsmodelle zeigen, beispielsweise Weiterbetriebslösungen für kleinere Post-EEG Bestandsanlagen, welche oft in Form von PPAs mit einer typischen Laufzeit von ein bis zwei, maximal fünf Jahren geschlossen werden.

Komplexes Vertragswerk

Die befragten Experten bestätigten, dass das mit PPAs verbundene komplexe Vertragswerk und die daraus resultierenden Transaktionskosten ein Hemmnis bilden. Es zeichnet sich jedoch ab, dass es sich vor allem um Einstiegshürden und Anfangsinvestitionen handelt, welche sich nach dem Abschluss von nur einigen wenigen PPA-Verträgen nivellieren. Nicht auszuschließen ist aber, dass prinzipiell interessierte Akteure sich aufgrund des hohen Komplexitätsgrads und großer Anfangskosten dazu entscheiden, nicht in den Markt einzutreten und andere Formen der Vermarktung wählen. Musterverträge, wie sie beispielsweise vom Verband europäischer Energiehändler EFET oder der Umweltbank zur freien Verfügung angeboten werden, können hilfreich sein, wenngleich sie bilaterale Vertragsverhandlungen weder ersetzen noch signifikant verkürzen. Am wirksamsten scheint hier ein "Lernen durch Handeln" Ansatz, wodurch internes Know-how im Unternehmen aufgebaut wird, was die Kosten für weitere Vertragsabschlüsse sukzessive reduziert. Auch ist zu bedenken, dass sich die Kosten aufgrund der langen Vertragslaufzeiten von PPAs auf viele Jahre aufteilen. Raum für Standardisierung ist in erster Linie bei kurzlaufenden PPA-Verträgen im Post-EEG Segment gegeben.

Konkurrenz zwischen EEG-Förderung und förderfreier Vermarktung

Eine häufig genannte Herausforderung ergibt sich aus den Wechselwirkungen zwischen der EEG-Förderung und der förderfreien Vermarktung und der Dynamik regulatorischer Anforderungen¹². Anreize aus der Förderung auszutreten bestehen derzeit hauptsächlich für große marktfähige Neuanlagen, für viele andere Anlagen stehen green PPAs in Konkurrenz zum staatlichen Fördersystem.

Regulatorischer Rahmen

Wie aus den geführten Interviews hervorging, wünschen sich Anbieter und Nachfrager nicht nur deutliche politische Signale für green PPAs vom Gesetzgeber, sondern auch klare regulatorische Anreize und einen vereinfachten Ordnungsrahmen. In diesem Zusammenhang häufig genannt in den Experteninterviews wurde die Wichtigkeit eines dezidierten Verzichts auf Anschlussförderungen (bei Post-EEG-Anlagen, siehe Abschnitt 2.3.2) sowie einer generellen Reduktion der Förderkulisse zugunsten marktbasierter Lösungen. Da der aus PPAs bezogene Strom aus ungeforderten Anlagen stammt, gleichzeitig aber dem Umlagesystem unterliegt, könnte sich auch eine Senkung oder gar ein Wegfall ausgewählter Abgaben und Umlagen, insbesondere der EEG-Umlage, entlastend auf Verbraucher (Haushalte und Unternehmen) und damit nachfrageseitig positiv auf PPAs auswirken. In der Vergangenheit stellte auch die Strompreiskompensation ein regulatorisches Risiko für große, dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) unterstehende Unternehmen dar, die auch green PPAs bezogen, da ein eventueller Weiterbezug nicht rechtssicher geregelt ist. Die betreffenden Regeln wurde jedoch mittlerweile durch die Europäische Kommission in den Beihilfeleitlinien für den EU-Emissionshandel angepasst und müssen nun noch von der Bundesregierung national umgesetzt werden¹³. Häufig genannt, auch in den Experteninterviews, wurde auch das Thema Flächenverfügbarkeit für Windanlagen und PV als zentrale Herausforderung der Energiewende, welches sich ebenso hemmend auf PPAs auswirkt. Hier könnte sich der Abbau von Genehmigungs- und Umsetzungshemmnissen beziehungsweise eine Beschleunigung und Effizienzsteigerung bei Verfahren auch positiv auf den Abschluss von PPAs auswirken. Auch teilweise unterschiedliche Regulationsrahmen in den unterschiedlichen EU-Ländern können bremsend für den weiteren Ausbau von PPAs wirken.

Bewirtschaftung von Risiken

Sowohl für Abnehmer als auch Anbieter von green PPAs ergeben sich je nach Vertragsausgestaltung eine Reihe von Risiken, die es zu bewerten gilt. Hier sind insbesondere Preis-, Mengen-, Profil- und Ausfallrisiken zu nennen. Während gewisse Risiken durch die Ausformulierung von Vertragsklauseln und Produkten am Terminmarkt zumindest teilweise absicherbar sind, liegen sie auch im Wesen der Vermarktung von erneuerbar erzeugtem Strom generell (z. B. über PPAs) und lassen sich zwar verringern, nicht jedoch gänzlich eliminieren. Bei pay-as-produced PPAs beispielsweise trägt der Abnehmer das Risiko der volatilen Stromliefermenge, aus Abnehmer-sicht am risikoärmsten sind baseload PPAs, welche die Stromliefermenge in einem definierten Zeitraum fixieren. Generell können Maßnahmen, die zu einer besseren Prognose des langfristigen Marktwertes führen, wie zum Beispiel ein CO₂-Mindestpreis aber auch möglichst klare und verbindliche Pläne zur EE-Integration, den Abbau dieses Hemmnisses begünstigen, indem der Kannibalisierungseffekt abgeschwächt wird.

¹² Z.B. Anpassungen der IT-Prozesse bei Redispatch 2.0 mit Verursachung von hohen Abrechnungskosten

¹³ Die Vorgaben der „EU-Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2021“ sollen in die nationale „Förderrichtlinie für die Inanspruchnahme der Strompreiskompensation der indirekten Kosten des Europäischen Emissionshandels“ der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) umgesetzt werden.

Eine im Entwurf zur Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie erwähnte mögliche Maßnahme betrifft die Einführung staatlicher Kreditgarantien zur Besicherung von green PPAs.¹⁴ Derartige staatliche Garantien existieren momentan in Europa nur in Norwegen, wo die dem norwegischen Handelsministerium unterstehende Exportfinanzierungsorganisation Export Finance Norway (Eksfin) sowohl Anbieter von PPAs als auch Banken besichert, wobei bei einem Ausfall 80% der noch fälligen Zahlungen über die Restlaufzeit als Maximum angesetzt sind (Eksfin 2021). Die Einführung solcher Garantien wurde von den befragten Experten größtenteils positiv oder zumindest neutral bewertet, es gilt jedoch zu beachten, dass staatliche Garantien nicht in Konkurrenz zu privatwirtschaftlichen Angeboten stehen und gut in das Fördersystem des jeweiligen Mitgliedsstaates eingebettet werden.¹⁵

Unternehmensgröße

Wohl auch aufgrund der genannten Risikostruktur von PPAs überwiegen momentan auf Abnehmerseite größere Unternehmen, welche in der Lage sind Risiken zu bewirtschaften, diese durch diversifizierte Strombeschaffungsportfolien weitestgehend minimieren oder - im Zweifelsfall - auch absorbieren können. Auch machen langfristige Direktlieferverträge für erneuerbaren Strom erst ab einer bestimmten Höhe der Stromnachfrage Sinn, die zu typischen Losgrößen auf Erzeugerseite (z. B. kleine Windparks oder PV-Parks ohne Förderung) passen, ohne zu viel Überschüsse wieder am Spotmarkt bei gegebenenfalls niedrigen Preisen verkaufen zu müssen. Nur wenige Unternehmen in Deutschland verfügen über eine derart hohe Stromnachfrage (vgl. destatis). Weiterhin haben oft nur ausreichend große Unternehmen die nötigen Mittel, entsprechende Strombeschaffungsspezialisten anzustellen, bei kleineren Unternehmen ist der Aufbau dieses firmeninternen Wissens und Knowhows nur bedingt sinnvoll. Kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sind daher derzeit eher noch die Ausnahme als PPA Nachfrager. Um PPAs auch für KMU interessanter zu machen, finden im Entwurf zur RED II-Überarbeitung spezielle, nicht näher definierte finanzielle Förderungen Erwähnung¹⁶. Aus Expertensicht werden diese potentiellen Förderungen jedoch gemischt bewertet. Einerseits stellt sich die Frage, ob die Bedürfnisse von KMU in Bezug auf Grünstrom nicht auch durch hochwertige, konventionelle Grünstromprodukte¹⁷ gedeckt werden können, andererseits integrieren auch Stadtwerke (hier als Synonym für kleinere Energieversorger mit lokalen/regionalen Gewerbekunden) PPAs zunehmend in ihre Grünstromportfolien und können daraus kleinere Unternehmen bedienen und so als Zwischenhändler fungieren. Auch die Gründung von Plattformen, die gerade kleinere Abnehmer bündelt und ihren Interessen Gehör verschafft ("Offtaker-Pooling"), lässt sich momentan beobachten.¹⁸

¹⁴ "Member States shall assess the regulatory and administrative barriers to long-term renewables power purchase agreements, and shall remove unjustified barriers to, and promote the uptake of, such agreements, including by exploring how to reduce the financial risks associated with them, in particular by using credit guarantees" (EUR-LEX 2021).

¹⁵ Hier ist anzumerken, dass diverse Akteure, die ganz oder teilweise im Besitz der öffentlichen Hand stehen, bereits heute zumindest implizit über solche Ausfallgarantien verfügen, was bereits als Wettbewerbsbegünstigung angesehen werden könnte.

¹⁶ "Option 2 (financial support for the use of PPAs for small and medium-sized enterprises) will have a positive benefit for the uptake of renewables and the European economy" (EUR-LEX 2021).

¹⁷ Wenn gleich sich keine einheitlichen Kriterien zur Beurteilung auf dem Markt erhältlicher Grünstromprodukte herausgebildet haben, wird allgemein die Eigenschaft der Zusätzlichkeit, d. h. der erzielten Zubauwirkung von erneuerbarer Erzeugungskapazität, eines Stromprodukts für dessen Beurteilung herangezogen. Ein hier anzuführendes Modell für konventionelle Grünstromprodukte, welches das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllt, ist etwa das sogenannte Fondsmodell, bei welchem der Stromkunde einen geringfügigen Tarifaufschlag bezahlt, der dann in den Ausbau erneuerbarer Energien fließt. Im Sinne der Verbraucherforderung nach mehr Transparenz versucht eine Vielzahl an Zertifikaten und Gütesiegeln Grünstromprodukte kriterienbasiert zu beurteilen.

¹⁸ Hier ist insbesondere die Marktoffensive Erneuerbare Energien zu nennen, eine gemeinsame Initiative der dena, des Klimaschutz Unternehmen e.V. und des Deutschen Industrie- und Handelskammertags (DIHK), die sich als Denkfabrik, Plattform zum Austausch und Wissenstransfer sieht und Treiber der Marktentwicklung sieht, siehe <https://marktoffensive-ee.de>.

Die besondere Situation von KMU als potentielle Nachfrager von PPAs wird vertiefend in einem Exkurs am Ende dieses Abschnitts beleuchtet.

Mangelndes Angebot

Eine weitere im Entwurf zur RED II-Überarbeitung angedachte Maßnahme zur Erhöhung des Angebots an PPAs ist die bereits in vielen Ländern praktizierte Zuweisung von Herkunftsnachweisen (HKN) für geförderten *und* nicht geförderten Grünstrom, insbesondere bei Neuanlagen. Dies ist derzeit in Deutschland durch das Doppelvermarktungsverbot nach § 80 EEG 2021 untersagt, da EEG-Strom bereits durch die Stromverbraucher als EEG-Umlagezahler finanziert wurde und diese nicht noch einmal (indirekt) dafür zahlen sollen. Allerdings lässt sich argumentieren, dass die Begründungslogik des Doppelvermarktungsverbots mittlerweile mehrfach abgeschwächt ist. Seit der Einführung von Ausschreibungen (unter Voraussetzung von Wettbewerb) würden die potentiellen Erträge aus dem Verkauf von HKN in das Gebot eingepreist, wodurch die Förderkosten über das EEG sinken. Damit wäre § 19 Abs. 2 RED II die Ausgabe von HKN für derart geförderte Anlage EU-rechtlich zulässig. Darüber hinaus sind steigende Anteile in der Direktvermarktung zu verzeichnen und es wurde im Rahmen des Corona-Konjunkturpakets erstmalig auf allgemeine Steuermittel zur Finanzierung des EE-Ausbaus zurückgegriffen (Kahl 2020). Die befragten Experten waren sich jedoch uneins, was eine Ausgabe von HKN für jeglichen Grünstrom (und damit einhergehend eine zumindest Abänderung oder Lockerung des Doppelvermarktungsverbots) nun genau für PPAs bedeutet.¹⁹ Gegenwärtig kann die deutsche Grünstromnachfrage nur durch HKN-Zukäufe größtenteils aus Skandinavien oder dem Alpenraum gedeckt werden. Eine Erhöhung des Angebots an deutschen HKN könnte andere HKN aus dem Markt verdrängen und sich auch nachfragemindernd auf PPAs auswirken, wobei zu unterscheiden ist, ob es sich um Grünstrom aus Bestands- oder Neuanlagen handelt. In jedem Fall müsste der Marktwert von HKN bei der Fixierung der Förderhöhe vergütungsmindernd berücksichtigt werden. Die Auswirkung auf PPAs würde sich letztlich daraus ergeben, wie viele Anlagen in der Förderung bleiben. Sofern sich aus dieser Maßnahme tatsächlich eine Zunahme an PPAs ergeben würde, bliebe noch der Einfluss auf die Qualitätsstufen von Grünstrom beziehungsweise green PPAs zu klären. Denkbar wäre eine auch in der Offtakerwahrnehmung gegebene Herausbildung von Wertigkeitsklassen, wobei PPAs mit Neuanlagen ohne Förderung aufgrund der gegebenen Zusatzlichkeit als höherwertigste Stufe zu betrachten wären.

Fazit Vermarktung über Direktlieferverträge (green PPAs)

Zusammenfassend ist zu sagen, dass der Markt für green PPAs in Deutschland in den letzten zwei Jahren deutlich an Fahrt aufgenommen hat. Die Marktakteure sammeln zunehmend Erfahrung mit diesem komplexen Thema, so dass einige anfängliche Herausforderungen (z. B. die aufwändige Vertragsgestaltung) nur noch eine untergeordnete Rolle spielen. Auch Hürden wie die Strompreiskompensation für Großunternehmen wurden inzwischen in den neuen Beihilfeleitlinien beseitigt und werden voraussichtlich bei der Umsetzung in nationales Recht berücksichtigt.

Die Bewirtschaftung der verschiedenen Risiken, die vor allem bei PPAs mit langer Laufzeit (> 10 Jahre) auftreten, stellt für manche Akteure eine ernste Herausforderung dar, für andere Akteure (z. B. Energieversorgungsunternehmen oder große Direktvermarkter) gehören sie wiederum zum Kerngeschäft. Die Analyse hat gezeigt, dass auf dem Markt individuelle Lösungen für

¹⁹ Es lassen sich zwei potentielle Effekte diskutieren: sofern Kunden Grünstrom mit HKNs aus geförderten Anlagen als ausreichend hochwertig bewerten, wäre eine strukturierte Beschaffung mit Graustrombezug und paralleler Bezug von HKNs voraussichtlich die Präferenz beschaffender Unternehmen, was sich zu Ungunsten von green PPAs auswirken würde. Werden HKNs aus geförderten Anlagen jedoch nicht als hochwertig genug angesehen, so lassen sich keine Auswirkungen auf den PPA-Markt erwarten.

unterschiedliche Risikoprofile verfügbar sind und ein Markteingriff hier grundsätzlich nicht geboten ist. Ob eine staatliche Ausfallbürgschaft, zur Absicherung des Ausfallrisikos des Abnehmers, wie im Entwurf der Revision der RED II vorgeschlagen, einen Mehrwert bietet, wird von den befragten Experten unterschiedlich eingeschätzt. Maßnahmen, die die Prognosegenauigkeit des langfristigen Marktwerts von erneuerbarem Strom verbessern (z. B. fester CO₂-Preis, klarer Pfad für Flexibilitätsoptionen) können zwar das Risiko und damit die Finanzierungskosten mindern, sollten aber nicht alleine vor dem Hintergrund von PPAs, sondern im Rahmen von generellem Marktdesign diskutiert werden.

Insbesondere auf der Seite der Endabnehmer spielt die Unternehmensgröße eine wichtige Rolle. Sowohl die Höhe des Stromverbrauchs, das im Unternehmen vorhandene energiewirtschaftliche Wissen zur Strombeschaffung (inkl. der Bewertung von Risiken) und die Fähigkeiten des Unternehmens Risiken zu absorbieren entscheiden über die Eignung eines Unternehmens für den Abschluss von PPAs. Die Förderung von KMU, damit sie sich als Nachfrager von PPAs qualifizieren (wie im Entwurf zur Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) vorgeschlagen) ist aus unserer nach unserer derzeitigen Einschätzung nicht zielführend. Vielmehr könnten vor allem Stadtwerke hier perspektivisch das passende Bindeglied sein, um die KMU mit hochwertigem Grünstrom auf Basis von PPAs zu versorgen.

Der Hauptgrund für das bisher mangelnde Angebot von erneuerbaren Energien Projekten (Neuanlagen) mit Eignung für eine Vermarktung über PPAs ist die Wechselwirkung zur Förderung im EEG. Mögliche Ansätze, die hierbei betrachtet werden können, sind z. B. Größenbeschränkungen für die Teilnahme in den Ausschreibungen (analog PV 20 MW), eine Beschränkung der Förderdauer oder eine Teilförderung des Projektes (z. B. 50 % der installierten Leistung). Unabhängig davon besteht dringender Handlungsbedarf für den Regulierer, die Flächenverfügbarkeit und Genehmigungspraxis v.a. für große Projekte zu verbessern, um damit sowohl den Wettbewerb in den EE-Ausschreibungen als auch das Angebot an marktbasieren EE-Projekten zu erhöhen.

Einige Marktakteure fordern von der Politik ein klares Signal zur Förderung von PPAs z. B. durch die Befreiung von der EEG-Umlage oder durch Steuervergünstigungen. Da solche Maßnahme eine indirekte Förderung darstellen, führen sie zu Verzerrungen im Markt und stehen zudem in Wechselwirkung zur Förderung im EEG. Solche Maßnahmen wären unserer Ansicht nach nur zur rechtfertigen, wenn mit der Vermarktung von Grünstrom über PPAs ein grundsätzlicher systemischer Nutzen einherginge (siehe Kapitel 4).

Exkurs: Kleine und mittlere Unternehmen als Nachfrager von green PPAs

Kleinen und mittleren Unternehmen (KMU)²⁰ kommt als überwiegende Mehrheit der deutschen Unternehmen und Urheber von 46 % der nationalen Bruttowertschöpfung (Destatis 2021) eine wichtige Rolle in der Energiewende zu. Analog zu den bereits beleuchteten Gründen steigender Nachfrage von Unternehmen nach Grünstrom, setzen sich auch KMU aus unterschiedlichsten Motivationen mit dem Themenfeld Nachhaltigkeit und Energie auseinander und optimieren ihre dahingehenden Betriebsprozesse. Dabei reichen ihre Gründe vom Streben nach Wettbewerbsvorteilen durch verbesserte Außenwirkung über höhere Kunden- und Mitarbeiteranbindung und -identifikation bis hin zur Generierung langfristiger Kostenvorteile (Öko-Institut 2017). Rahbauer (2017) zeigte, dass bei Kleinstunternehmen altruistische Motive überwiegen, wohingegen

²⁰ Dieses Kapitel stützt sich auf die KMU-Definition des Instituts für Mittelstandsforschung (IfM) Bonn. Laut dieser handelt es sich bei KMU um Unternehmen mit bis zu 499 Beschäftigten und bis 50 Millionen € Umsatz pro Jahr (IfM 2021). Diese Beschäftigtenobergrenze ist als deutsche Besonderheit und in Abgrenzung zur gängigen EU-Definition zu sehen, welche bei gleicher Umsatzgrenze eine niedrigere Beschäftigtenzahl von 249 vorsieht (EC 2021).

größere KMU stärker kostengetrieben sind und daher die positiven Effekte von Nachhaltigkeitsmaßnahmen weitgehend ökonomisch rational mit deren Mehrkosten abwägen.

Anforderungen an soziales und ökologisches Unternehmenshandeln ergeben sich möglicherweise auch aus den Wertschöpfungsketten, in die KMU eingebunden sind. So reichen Geschäftskunden mit umfassenden Nachhaltigkeitsanforderungen diese oftmals an ihre Zulieferer weiter (Öko-Institut 2017). Auch denkbar ist, dass sich KMU, die höhere Standards erfüllen, eventuell Wettbewerbsvorteile gegenüber ihren Mitbewerbern verschaffen und sich so von der Konkurrenz abgrenzen können. Ebenso zu erwähnen sind wachsende Kundenanforderungen an Produkte in punkto nachhaltiger, emissionsarmer Produktion, sodass sich für Unternehmen daraus marketingtechnische Chancen ergeben.

Daneben ist in den nächsten Jahren im Rahmen des europäischen „Green Deals“ und des „Fit for 55“ Pakets auch zu erwarten, dass die richtungsgebende Wirkung europäischer Regulatorik als Treiber von unternehmerischen Nachhaltigkeitsprozessen zunimmt, was Auswirkungen auf die nationale Gesetzgebung nach sich zöge. In Diskussion sind unter anderem eine Überarbeitung der EU-Strategie (2011-14) für die soziale Verantwortung der Unternehmen, weitere Vorstöße im Bereich nachhaltiger internationaler Lieferketten zur Verankerung eines europäischen Sorgfaltspflichtengesetzes sowie steigende Einflüsse der EU-Taxonomie.²¹

Insbesondere im Bereich Energiemanagement und -beschaffung ergeben sich vielfältige Anknüpfungspunkte für unternehmerische Nachhaltigkeitspraxis. Neben teils aus öffentlicher Hand geförderten Energieeffizienzmaßnahmen hat der gänzliche oder teilweise Bezug von Grünstrom²² eine positive Wirkung auf die unternehmerische CO₂-Bilanz und ist als vergleichsweise niederschwellige Maßnahme für KMU interessant. Auch lässt sich feststellen, dass viele der kostengünstigen Energieeffizienzmaßnahmen in KMU bereits implementiert sind, wodurch die Grenzkosten für weitere Schritte steigen. Dem gegenüber zeichnet sich ein zunehmender Trend zum Bezug von Grünstrom ab. So zeigt das Energiewende-Barometer 2021 der IHK-Organisation, eine regelmäßig veröffentlichte Umfrage zur Umsetzung der Energiewende, dass das Interesse von KMU an Grünstrom hoch und weiter steigend ist. Bereits 57 % der befragten KMU beziehen Grünstrom oder wollen dies tun. Doch nicht nur das Interesse an Grünstrom, sondern auch die Zahlungsbereitschaft dafür sind gestiegen. Verglichen mit 2014, als nur 30 % der Unternehmen angaben, bereit zu sein für inländisch produzierten Grünstrom Zusatzkosten gegenüber der Graustrombeschaffung in Kauf zu nehmen, sind es mittlerweile 51 %. Jedoch bewegt sich die Mehrzahlungsbereitschaft der meisten Unternehmen im unteren einstelligen Prozentbereich mit Aufschlägen von circa 2 % bis maximal 6 % (DIHK 2021).

Nicht erfasst ist derzeit, wie KMU das Kriterium der Zusätzlichkeit von Grünstrom bewerten beziehungsweise inwiefern auch weniger „hochwertige“ Optionen wie zum Beispiel Graustrom unter Zukauf in- oder ausländischer Herkunftsnachweise eine probate Möglichkeit für sie darstellen, um die für sie mit dem Grünstrombezug verbundenen Ziele zu erreichen. Generell ist ge-

²¹ Die ab 2022 schrittweise in Kraft tretende EU-Taxonomie-Verordnung legt einheitliche Kriterien zur Bestimmung und Bewertung der Nachhaltigkeit wirtschaftlicher Tätigkeiten fest und verpflichtet Finanzmarktteilnehmer und Unternehmen zu deren Offenlegung.

²² Hier ist anzumerken, dass die oft synonym verwendeten Begriffe Grün- und Ökostrom in Deutschland nicht gesetzlich definiert sind und insbesondere im allgemeinen Sprachgebrauch eine gewisse Unschärfe in der Begriffsverwendung vorherrscht. Im vorliegenden Bericht wurde der Begriff „Grünstrom“ gewählt. Analog dazu sind als Grünstromprodukte jene, Produkte zu verstehen „deren Stromkennzeichnung ausschließlich Erneuerbare Energieträger ausweist, die mit mengenmäßig korrespondierenden HKN hinterlegt werden müssen“ (IZES 2019).

samtgesellschaftlich ein steigendes Bewusstsein und Interesse für das Thema Grünstrom zu verorten, was vermuten lässt, dass auch Endkonsumenten zunehmend genauer hinsehen und Marketingstatements auf ihre Glaubwürdigkeit prüfen.

Neben konventionellen Grünstromtarifen von Stadtwerken und Energieversorgungsunternehmen ist theoretisch auch die Beschaffung durch langfristige Grünstromlieferverträge eine Option für KMU, in der Praxis jedoch sind direkte Verträge zwischen Erzeuger und Abnehmer eine Nische. Dies gilt generell und speziell für KMU. Im Laufe der letzten Jahre haben green PPAs insbesondere für größere Unternehmen in Deutschland an Bedeutung gewonnen, was sich in einer steigenden Zahl von Abschlüssen insbesondere in den letzten zwei Jahren niederschlägt. Die absolute Zahl der abgeschlossenen Verträge bzw. das damit verbundene Stromlieferungsvolumen sind aber noch auf geringem Niveau. Verschiedenste Marktakteure, darunter auch KMU, sammeln erste Erfahrungen mit diesem komplexen Thema. Dabei sind green PPAs für diese prinzipiell interessant, da sie eine in der öffentlichen Wahrnehmung glaubwürdigere Erreichung unternehmensinterner Klimaziele ermöglichen und gerade gekoppelt mit Regionalitätsaspekten gut „vermarktbar“ sind. Die langfristige Absicherung gegen steigende Energiepreise (über das bisher übliche Maß von 3-5 Jahren) spielt hingegen für KMU eine, wenn überhaupt, nur untergeordnete Rolle. Die wenigsten KMU verfügen von sich aus über eine ausreichend hohe Stromnachfrage, um die mit PPAs verbundenen erheblichen Transaktionskosten und Risiken rechtfertigen zu können. Grundsätzlich ist die Tragung des Profilrisikos und Beschaffung des Residualprofils für die Mehrheit der KMU, denen auch dahingehende Kompetenzen fehlen, zu aufwändig. Als Bindeglied bieten sich daher Energieversorger (z. B. Stadtwerke) an, die Gewerbekunden im Fokus haben und ihre Beschaffungsportfolien durch green PPAs ergänzen und diese in existierende oder neu geschaffene Grünstromtarife integrieren, um so der steigenden Nachfrage nach hochwertigem, mitunter auch regionalem Grünstrom nachzukommen.

Hervorzuheben sind auch die personellen Ressourcenzwänge, mit welchen sich KMU gerade im Energiebereich konfrontiert sehen. Während große Unternehmen sich oft auf eigene Energiebeschaffungsabteilungen stützen, können KMU diese Funktionen zumeist nicht gesondert besetzen, sondern müssen diese Expertise durch andere Rollen oder Externe abdecken. Auch die Bewertung und Absicherung von mit der langen Laufzeit von PPAs verbundenen Risiken stellen KMU vor erhebliche Herausforderungen, für die es oftmals keine gesonderten Ressourcen gibt. Die mit der Einarbeitung in solch komplexe energiewirtschaftliche Fragestellungen entstehenden Opportunitätskosten müssen also aus wirtschaftlichen Gründen genau abgewogen werden. Am anderen Ende des Spektrums steht jedoch die gerade in KMU oftmals gelebte Praxis der Verantwortung für die eigene Region und Mitarbeitenden, die mit diversen Nachhaltigkeitsprinzipien wie zum Beispiel dem schonenden Umgang mit Ressourcen oder dem Aufbau lokaler Lieferketten und Versorgungsstrukturen im Einklang steht. Dies würde auch eine höhere Nachfrage nach regionalen Grünstromprodukten vermuten lassen, was sich jedoch nicht in den Zahlen niederschlägt (siehe auch Einschätzung im Abschnitt 2.2).

Zusammenfassend ist zu sagen, dass die teilweise oder gänzliche Umstellung auf Grünstrom ein für KMU grundsätzlich wichtiges Thema ist, die Eignung von green PPAs für KMU jedoch zu hinterfragen ist. Hohe Transaktionskosten, ihre tendenziell geringere Stromnachfrage, begrenzte energiewissenschaftliche Kompetenzen und die gering ausgeprägte Fähigkeit, Risiken von green PPAs zu bewerten und zu tragen, legen nahe, dass KMU nur in Ausnahmefällen als direkte Nachfrager von PPAs in Frage kommen. Alternative Handlungsansätze werden im nächsten Abschnitt erläutert.

Hürden und mögliche Handlungsansätze

Auf Basis der durchgeführten Expertengespräche²³ mit Energieversorgungsunternehmen, Stadtwerken und Interessensvertretern gibt das nachfolgende Kapitel einen Überblick über Hürden und mögliche Handlungsansätze in Hinblick auf KMU und green PPAs. Generell kann auch für KMU davon ausgegangen werden, dass der PPA-Markt in Deutschland gerade erst in Schwung kommt und sich über die nächsten Jahre neue Dynamiken entwickeln könnten. Etwaige Maßnahmen zur Steigerung der Attraktivität von PPAs sollten grundsätzlich befristet und nicht länger als nötig ergriffen werden. Mittelfristig werden sich vermutlich durch die Ausbildung von Standards und das weitere Sammeln von Erfahrungswerten im Abschluss von green PPAs Markteintrittshürden auch für KMU weiter reduzieren, gänzlich beseitigen lassen sich manche Hürden jedoch nicht.

Diesbezüglich ist noch anzumerken, dass die nachfolgend aufgezeigten Vorschläge nicht primär darauf abzielen, PPA-Abschlüsse mit KMU als Abnehmer zu erhöhen, sondern auch dazu dienen sollen, Intermediäre zu stärken sowie das vorhandene Wissen bei KMU in Hinblick auf ihre Handlungsoptionen in punkto Grünstrombeschaffung zu steigern. Beschaffung durch green PPAs ist dabei eine Handlungsoption unter vielen, wobei es auszuloten gilt, wann dies prinzipiell sinnvoll ist und inwiefern es effiziente, ähnlich hochwertige Beschaffungsoptionen mit vergleichbar hohem Zielerreichungsgrad gibt²⁴. Eine direkte Förderung von KMU, um sich als Nachfrager von PPAs zu qualifizieren wird aus Expertensicht gemischt bewertet und ist nach derzeitiger Einschätzung nicht zielführend. Eher zielführend könnte es sein, KMU allgemein zu befähigen, ihre Stromversorgung zu dekarbonisieren und Bewusstsein für Handlungsoptionen zu schaffen sowie deren Vor- und Nachteile aufzuzeigen.

Ausbau von Austausch- und Beratungsangeboten

Wie sich in den Expertengesprächen bestätigte, stellt die energiewirtschaftliche Komplexität, das umfassende, sich stetig weiterentwickelnde Regelwerk erneuerbarer Energien sowie das fehlende Wissen über unternehmerische Grünstrombezugsoptionen eine bedeutsame Herausforderung für KMU dar. Da energiewirtschaftliches Fachwissen in KMU oftmals nur begrenzt vorhanden ist, nehmen in der Praxis Vorbilder und der branchenübergreifende und regionale Austausch untereinander eine wichtige Rolle ein, um Innovationen im Energiebereich zu streuen.

Hier ergeben sich aufbauend auf bereits bestehenden Netzwerken und Angeboten eine Reihe von Handlungsmöglichkeiten. So könnten bestehende, zum Teil geförderte Beratungsformate bezüglich ihrer Ausbaufähigkeit in Hinblick auf Grünstromthemen geprüft werden. Eine Option wäre beispielsweise an bestehenden geförderten Energieeffizienz-Beratungen anzuknüpfen und diese um entsprechende Module zu erweitern. Auch könnten niederschwellige Beratungs- und Informationsangebote²⁵ eine Lücke schließen und zumindest das Wissen von KMU in punkto

²³ Zur besseren Einschätzung der aus der Literatur herausgearbeiteten Herausforderungen beim Abschluss von PPAs wurden im Zeitraum von 3. bis 17. August 2021 zwölf Expertengespräche mit Nachfragern und Anbietern von green PPAs, Beratern und sonstigen relevanten Marktakteuren geführt. Die Expertengespräche wurden als semistrukturierte Interviews durchgeführt und dauerten jeweils rund 60 Minuten. Nach Zustimmung der Befragten wurden die Interviews aufgezeichnet und anschließend verschriftlicht und ausgewertet. Für die vertiefenden Betrachtungen zu KMU wurden im Zeitraum von 20. September bis 9. November vier weitere Gespräche nach dem gleichen Muster durchgeführt.

²⁴ In den Expertengesprächen kristallisierte sich zwar kein Konsens in punkto sinnhafter Mindestabnahmemengen für green PPAs heraus, jedoch ist davon auszugehen, dass sich die Transaktionskosten erst bei Abschlüssen von Strommengen im zweistelligen Gigawattstunden-Bereich zu lohnen beginnen.

²⁵ Vgl. beispielsweise die Webinarreihe „Grünstrom für Einsteiger und Fortgeschrittene“ der Industrie- und Handelskammern, <https://www.dihk.de/de/aktuelles-und-presse/aktuelle-informationen/gruenstrom-fuer-einsteiger-und-fortgeschrittene-56208>

Handlungsoptionen in der Energiebeschaffung erhöhen und Orientierungshilfe zu den für Laien nicht immer einfach zu durchschauenden Spielarten von Grünstrom bieten.

Handlungsoptionen für die Politik sind in diesem Bereich zwar begrenzt, da eine Vielzahl der Strukturen informell ist, aber auch Energie- und Klimaschutzagenturen von Kommunen und Ländern könnten in Bezug auf Grünstromthemen sensibilisiert werden, um interessierte KMU an weitere Ansprechpartner weiterzuvermitteln. Große Bedeutung kommt auch Interessensverbänden wie den örtlichen Industrie- und Handelskammern (IHKs) zu, welche gegebenenfalls unterstützt werden können ihr Angebot diesbezüglich auszubauen.

Reduktion von Komplexität und Schaffung von Standards

Die bereits ausführlich beleuchtete Hürde der hohen Komplexität des Vertragswerks von green PPAs ist für KMU von besonderer Bedeutung, da Abschlüsse mit erheblichen Transaktionskosten einhergehen. Umfang, Kosten und Dauer der (zu erwartenden) Vertragsverhandlungen stellen ein Hindernis für KMU und kleinere Energieversorger dar, sodass diese oft frühzeitig „abgeschreckt“ sind. Für die meisten KMU sind diese Kosten prohibitiv und andere Optionen des Grünstrombezugs daher sinnhafter. PPAs als Bezugsoption kommen nur für eine sehr kleine Gruppe an zumindest mittelgroßen, sehr energieintensiven KMU in Frage, wobei es sich um eine absolute Marktnische handelt.

Obgleich Standard- und Musterverträge sich für größere PPA-Anbieter und Abnehmer zumindest teilweise bewährt haben, sind die derzeit vorhandenen Verträge für kleinere Volumina und kürzere Laufzeiten nur bedingt geeignet, da viele Klauseln nicht relevant sind und abgeändert oder gänzlich gestrichen werden könnten. Während größere Marktakteure aufbauend auf den Musterverträgen der Umweltbank oder des Verbands europäischer Energiehändler EFET mittlerweile genügend eigene Erfahrungen sammeln konnten, sind diese Einstiegshürden im Falle kleinerer Abnehmer noch nicht ausgeräumt. Daraus ergibt sich für KMU Bedarf für weitere Standardisierung bei kurzlaufenden PPA-Verträgen und im Post-EEG Segment sowie eine Reduzierung auf die wirklich notwendigen Vertragsklauseln in Musterverträgen. Auch benutzerfreundliche Leitfäden könnten helfen diese Hürden zu senken und Rechtssicherheit zu schaffen, wenngleich sich die Zuziehung einer Spezialkanzlei zur Prüfung rechtlicher Eventualitäten vermutlich bei den ersten Abschlüssen nicht umgehen lässt. Derartige Bestrebungen sind momentan unter anderem durch EFET oder die „Marktoffensive Erneuerbare Energien“²⁶ im Gange. Auch hier sind die Einflussmöglichkeiten des Gesetzgebers eingeschränkt.

Effizienzgewinne durch Abnehmerpooling

Eine weitere Hürde ergibt sich aus der bereits genannten begrenzten Fähigkeit von KMU zur Losgrößentransformation beziehungsweise Abfederung der mit PPAs verbundenen erheblichen Transaktionskosten. Wenngleich es schwierig ist Mindestabnahmemengen zu definieren, ab denen Abschlüsse von green PPAs sinnvoll sind, kann der Zusammenschluss von Abnehmern zu so genannten Stromeinkaufsgemeinschaften für beide Seiten lohnend sein, da dies eine bessere Risikostreuung ermöglicht und Transaktionskosten minimiert. Denkbar wären Zusammenschlüsse mittelgroßer Unternehmen mit mehreren Standorten im gleichen Verbund oder aber auch mehrerer voneinander unabhängiger Unternehmen, die gemeinsam über eine stärkere Marktposition verfügen. Ähnliche Modelle existieren bereits im konventionellen Bereich und

²⁶ Bei der „Marktoffensive Erneuerbare Energien“ handelt es sich um eine gemeinsame Initiative der dena, des Klimaschutz Unternehmen e.V. und des Deutschen Industrie- und Handelskammertags (DIHK), die sich als Denkfabrik, Plattform zum Austausch und Wissenstransfer und Treiber der Marktentwicklung sieht, siehe <https://marktoffensive-ee.de>

könnten als Beispiele herangezogen werden²⁷, wobei allerdings Anpassungen vorzunehmen wären.

Gegebenenfalls könnten sich im Bereich des Abnehmerpooling auch neue Marktsegmente für Stadtwerke und kleinere Energieversorgungsunternehmen ergeben, welche am Zusammenschluss interessierte Akteure miteinander in Verbindung bringen und dadurch eine Marktfunktion übernehmen könnten.

Einbettung von green PPAs in lokale Klimaschutzkonzepte

Auch die Einbettung von green PPAs in integrierte lokale Klimaschutzkonzepte könnte eine verstärkende Wirkung auf PPA-Abschlüsse von KMU haben und diese nachhaltig in Städte, Landkreise und Gemeinden tragen. Integrierte Klimaschutzkonzepte sind unter der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) förderbare systemische Pläne, die unter Berücksichtigung ökologischer, wirtschaftlicher und sozialer Gesichtspunkte ein erhebliches Energie- und Treibhausgaseinsparpotenzial ermöglichen (BMU 2021). Förderbar sind unter anderem die Anstellung von Fachpersonal zur Erarbeitung der Klimaschutzkonzepte oder die Durchführung von öffentlichkeitswirksamen Maßnahmen oder Workshops zur Beteiligung lokaler Akteure, unter anderem öffentliche Verwaltung, Unternehmen, Stadtwerke, Energieerzeuger, etc. Lokalen Akteuren, insbesondere KMU, sollten Konzepte an die Hand gegeben und Anreize gesetzt werden, ihren Strombezug auf erneuerbare Quellen umzustellen. Eine besondere Berücksichtigung des Themas green PPAs bei der Entwicklung von Klimaschutzkonzepten könnte diese unter Vorbildwirkung der öffentlichen Hand in die Breite tragen und lokale Abschlüsse mit förderfreien Anlagen in regionaler Nähe ermöglichen. In diesem Zusammenhang sind insbesondere so genannte „Urban PPAs“ mit Kommunen als Abnehmer zu nennen, welche in den nächsten Jahren an Bedeutung gewinnen könnten.

Unterstützung von Intermediären und Risikoabsicherung

Die Expertengespräche bestätigten die Brückenfunktion von Intermediären wie zum Beispiel Stadtwerken. Diese verfügen über das notwendige energiewirtschaftliche Fachwissen und erkennen green PPAs zunehmend als Chance, neue Grünstromtarife zu schnüren, die speziell auf KMU abzielen. Die so angebotenen Tarife adressieren durch Bündelung und Aggregation die für KMU bestehenden Probleme der Risikobewertung und der mit PPAs verbundenen hohen Transaktionskosten, können jedoch aufgrund der notwendigen Standardisierung nicht alle etwaigen Bedürfnisse von KMU erfüllen, z. B. in Hinblick auf Regionalität. Die Gesprächspartner betonten auch die Wichtigkeit, Tarife möglichst wenig komplex zu gestalten, um ein niederschwelliges Angebot an KMU machen zu können, die an hochwertigem Grünstrom interessiert sind. Besonders attraktiv für die Verwendung in Marketing beziehungsweise Nachhaltigkeitsberichten sind dabei Tarife mit Anlagen aus regionaler Nähe, sodass für die Endkunden hohes Identifikationspotenzial gegeben ist.

Die befragten Stadtwerke sehen generell wenig Hindernisse für den Abschluss von PPAs und bestätigten eine rapide Reduktion der Transaktionskosten nach nur wenigen Abschlüssen. Obwohl keine Daten zu PPA-Abschlüssen von Stadtwerken verfügbar sind, die eine statistische Auswertung erlauben würden, ist von einer Zunahme der Abschlüsse in den letzten Jahren auszugehen, was sich auch durch die steigende Anzahl an Pressemitteilungen und -artikeln untermauern lässt. Ein möglicher Ansatz Stadtwerke und kleinere Energieversorger bei der Abwicklung

²⁷ Vgl. zum Beispiel <https://www.swl-unser-stadtwerk.de/2018/08/16/gemeinsamer-energieeinkauf-entlastet-oeffentliche-kassen/>

von green PPAs zu unterstützen läge in der Verfügbarkeit von maßgeschneiderten börsennotierten Absicherungsprodukten für Profilrisiken²⁸, welche mit den typischen Laufzeiten von (kurzfristigen) green PPAs in Einklang stehen. Allerdings besteht hier noch Forschungsbedarf hinsichtlich der Ausgestaltung und Funktionsfähigkeit solcher Terminprodukte. Stadtwerke als Aggregatoren können außerdem verschiedene Produzenten bündeln und diese gemeinsam vermarkten, was gerade für KMU, die dies nicht selbst können, sinnvoll ist.

Zusammenfassung Nachfrage green PPAs von KMU

Trotz ihrer verstärkten Nachhaltigkeitsbestrebungen treten kleine und mittlere Unternehmen in Deutschland derzeit nur selten als Nachfrager von green PPAs auf. Dies lässt sich erklären durch ihren einerseits kleineren Strombedarf und andererseits geringere Fähigkeit, die mit PPAs verbundene Preis-, Mengen- und Ausfallsrisiken zu bewerten, abzusichern und gegebenenfalls selbst zu tragen. Gepaart mit der im Wesen von PPAs liegenden Komplexität des Vertragswerks ergeben sich für die meisten KMU hohe Transaktionskosten, die einen Grünstrombezug über green PPAs nicht praktikabel machen.

Daher stellt sich grundsätzlich die Frage nach der Sinnhaftigkeit der Förderung von KMU, um diese zu befähigen direkt PPAs zu beziehen. Green PPAs sind jedoch von grundsätzlicher Relevanz, was die Erhöhung des Grünstromanteils bei KMU betrifft. Einerseits gibt es tatsächlich eine gewisse Anzahl an KMU in energieintensiven Branchen, für die green PPAs eine geeignete Beschaffungsoption darstellen können. Andererseits bieten sich Stadtwerke und kleinere Energieversorger mit auf green PPAs basierenden KMU-Grünstromtarifen als Bindeglieder an, die KMU den Bezug von PPA-basiertem Strom mittels Grünstromtarifen ermöglichen.

Grundsätzlich empfiehlt sich, bestehende Wissenslücken bei KMU durch neue Informationsangebote zum Thema Grünstrombeschaffung zu schließen. Weitere Handlungsempfehlungen umfassen in Anknüpfung an bestehende Energieeffizienz-Instrumente den Ausbau von Beratungs- und Austauschmöglichkeiten für KMU, um die Effekte von lokalen Vorbildern und Mund-zu-Mund-Propaganda auszuschöpfen sowie die Reduktion der Komplexität von Vertragswerk und bestehenden Musterverträgen. Auch Leitfäden können Hürden abbauen. KMU, die alleine nicht über die Kapazitäten verfügen, green PPAs abzuschließen, könnten sich mit anderen KMU zusammenschließen („Offtaker-Pooling“), um ihre Marktposition zu stärken, Risiko zu streuen und Transaktionskosten zu reduzieren. Im Zusammenhang mit integrierten Klimaschutzkonzepten und „urban PPAs“ kommt insbesondere auch der öffentlichen Hand eine wichtige Vorbildwirkung in punkto green PPAs zu. Letztlich gilt es auch genannte Intermediäre, insbesondere Stadtwerke, zu unterstützen und die Eignung von börsennotierten Absicherungsprodukten für Profilrisiken zu prüfen. Beides könnte Intermediäre befähigen, niederschwellige, wenig komplexe Grünstromtarife anzubieten.

2.3.2 Vermarktung von Post-EEG-Anlagen

Die Diskussion um die Vermarktung von Strom aus ausgeförderten Anlagen („Post-EEG-Anlagen“ bzw. „Ü20-Anlagen“) konzentriert sich auf die beiden Energieträger Windenergie an Land und Solar. Während bei der Windenergie an Land bereits heute ein relevanter Leistungsanteil betroffen ist, resultiert die Relevanz bei Solar derzeit in erster Linie aus der großen Anzahl betroffener Anlagen. Bei den übrigen Energieträgern ist die betroffene Anlagenzahl und -leistung

²⁸ Bei der Beschaffung eines Stromprofils aus einem erneuerbaren PPA kann aus Sicht des Energieversorgers Bedarf bestehen für die langfristige Absicherung eines Residualprofils. Als mögliche Anbieter eines solchen Produktes kämen Flexibilitätsanbieter (z.B. Speicherbetreiber) in Frage.

in den kommenden Jahren entweder gering, wie bei der Windenergie auf See, Wasserkraft und Geothermie, oder ein Weiterbetrieb ohne eine Anschlussförderung nicht wirtschaftlich, wie bei der Biomasse.

Herausforderungen bei der Vermarktung von ausgeförderten Windenergieanlagen

Wie bereits in Abschnitt 2.2.2 dargestellt wird ein Großteil der ausgeförderten Windenergieanlagen an Land heute im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung weiterbetrieben. Viele Akteure können dabei auf Erfahrungen und Geschäftsbeziehungen zurückgreifen, die sie im Rahmen der geförderten Direktvermarktung gesammelt haben. So bieten heute faktisch alle klassischen Direktvermarkter und Energieversorger Vermarktungslösungen für den Weiterbetrieb an. Im Zentrum stehen dabei mehrjährige Stromabnahmeverträge – je nach Risikobereitschaft und Absicherungsbedarf mit oder ohne Preisbindung. Die Laufzeit variiert in der Regel zwischen ein und fünf Jahren und fällt damit deutlich kürzer aus als bei PPAs für Neuanlagen.

Andere Vermarktungsformen wie die Lieferung über eine Direktleitung zwischen Erzeuger und Verbraucher, d. h. ohne Nutzung des Stromnetzes der allgemeinen Versorgung, stellen im Kontext des Weiterbetriebs von Windenergieanlagen an Land lediglich eine Nischenlösung dar, weil die Voraussetzungen hierfür selten gegeben sind. Ähnliches gilt für Eigenversorgungskonzepte, bei denen der Betreiber den Strom vor dem Netzverknüpfungspunkt der Anlage verbraucht.

Einige der bereits in Abschnitt 2.3.1. diskutierten Hemmnisse und Lösungsansätze gelten gleichermaßen oder in ähnlicher Form für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen an Land. Dies betrifft insbesondere die mangelnde Erfahrung der Marktakteure, die Konkurrenz zwischen EEG-Förderung und förderfreier Vermarktung und die Bewirtschaftung von Risiken. Nachfolgend werden spezifische Hemmnisse bei der Vermarktung von Post-EEG-Anlagen ergänzend bzw. abgrenzend zur obigen Darstellung thematisiert:

Konkurrenz zwischen EEG-Förderung und förderfreier Vermarktung: Die Diskussion um eine Anschlussförderung für Post-EEG-Anlagen hat im Jahr 2020 viele Akteure verunsichert und den Abschluss von Vermarktungsverträgen gehemmt. Gleiches gilt für die lange Rechtsunsicherheit, die erst mit der beihilferechtlichen Genehmigung im April 2021 aufgelöst wurde. Letztlich hat die Anschlussregelung den Markt nicht erstickt, aber dennoch einen Teil des Volumens gebunden.

Kleinteiliger Markt: Von den bereits heute ausgeförderten Windenergieanlagen (Inbetriebnahme vor 2001) haben mehr als 70 % eine Nennleistung kleiner 1 MW. Zudem sind viele Anlagen im Besitz von Privatpersonen oder kleineren Betreiber-Gesellschaften. In Verbindung mit kurzen Laufzeiten führt dies zu vergleichsweise hohen Transaktionskosten und macht direkte Vertragsbeziehungen zwischen Erzeuger und Verbraucher eher unattraktiv. Das Weiterbetriebs-Segment lebt insofern von Akteuren, die das Angebot bündeln. Dies erfolgt sowohl durch standardisierte Utility PPAs als auch durch Betreiber, die Altanlagen in ihr eigenes Portfolio übernehmen.

Technische Ausfallrisiken: Nach mehr als 20 Jahren Betrieb und dem Ablauf der Entwurfslebensdauer der Anlagen steigt das Risiko technisch bedingter Anlagenausfälle. Wartung und Instandhaltung bilden den größten Kostenblock in der dritten Betriebsdekade (WindGuard 2017). Sie sind damit nicht nur eine wichtige Stellschraube für die wirtschaftliche Optimierung, sondern beeinflussen auch die verbleibende Restlaufzeit. Schäden an Großkomponenten (Getriebe, Generator, Rotor) führen in der Regel zur endgültigen Stilllegung. Das Ausfallrisiko muss bepreist werden und begrenzt zudem die Laufzeit der Verträge.

Fazit Post-EEG-Anlagen Windenergie

Insgesamt ist festzustellen, dass die förderfreie Vermarktung von ausgeförderten Windenergieanlagen an Land im Jahr 2021 gut angelaufen ist. Der Wettbewerb unter den Abnehmern ist hoch und eine Stilllegungswelle blieb bislang aus. Durch die Ablehnung der geplanten Ausschreibungen für ausgeförderte Windenergieanlagen durch die EU-Kommission löst sich die Konkurrenz zwischen EEG-Förderung und förderfreier Vermarktung bereits zum Jahresende 2021 auf. Dabei ist davon auszugehen, dass durch die derzeit günstigen Marktbedingungen (hohes Strompreisniveau im Spot- und Terminhandel) ein Großteil der ausgeförderten Anlagen auch im Jahr 2022 im Rahmen der förderfreien Vermarktung weiterbetrieben werden kann. Andere Hemmnisse wie die kleinteilige Struktur auf Erzeugerseite und die technischen Ausfallrisiken federt der Markt durch die Bündelung des Angebots und eine entsprechende Vertragsgestaltung (kurze Laufzeiten, Sonderkündigungsrechte etc.) ab. Für die weitere Entwicklung des Marktes sind stabile regulatorische Rahmenbedingungen essentiell. Dies betrifft vor allem jene mit direkter Auswirkung auf die Entwicklung des Preisniveaus (CO₂-Bepreisung, Kohleausstieg etc.). Sollten zukünftige Regierungen erneut eine Anschlussregelung als Backup bei niedrigen Strompreisen erwägen, sind grundsätzlich Lösungen zu bevorzugen, die auf einer eigenständigen Vermarktung des erzeugten Stroms mit allen Rechten und Pflichten aufbauen und lediglich die Lücke zwischen Marktwert und Betriebskosten schließen, z. B. in Form einer fixen oder gleitenden Marktprämie.

Herausforderungen bei der Vermarktung von ausgeförderten PV-Anlagen

Aus der überwiegend kleinteiligen Struktur der Post-EEG-Anlagen im PV-Segment in den nächsten Jahren (vgl. Abschnitt 2.2.2) resultieren spezifische Herausforderungen bei der Stromvermarktung, da die Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen Stand heute in vielen Fällen nicht wirtschaftlich darstellbar ist (vgl. Metzger et al. 2020). Die Gründe dafür liegen in den Kosten der Vermarktung, die im Verhältnis zu den zu vermarktenden Strommengen sehr hoch sind.

Ein wesentlicher Bestandteil der Vermarktungskosten resultiert aus der Schaffung der regulatorischen Voraussetzungen der Direktvermarktung. Nach § 21b Abs. 3 EEG müssen Anlagen in der Direktvermarktung (Marktprämie oder sonstige Direktvermarktung) über eine viertelstündliche Messung der Ist-Einspeisung verfügen. Bei den Ü20-Kleinanlagen der nächsten Jahre muss hierfür ein Smart-Meter nachgerüstet werden.

Zusätzlich zur Viertelstundenmessung kann die Fernsteuerbarkeit der Anlage durch den Direktvermarkter notwendig sein. Diese ist in der sonstigen Direktvermarktung zwar nicht vorgeschrieben, jedoch ermöglicht sie dem Direktvermarkter die Abschaltung der Anlage bei negativen Strompreisen sowie die Verbesserung von Prognosen durch die Übermittlung von Echtzeitdaten.

Neben den Kosten um die Voraussetzung für die Direktvermarktung zu schaffen fallen Vermarktungsentgelte für die energiewirtschaftliche Abwicklung (Datenaustausch mit Anlagenbetreibern, Prognoseerstellung, Stromhandel, Ausgleichsenergie etc.) der Direktvermarktung an.

In Summe können sich daraus für eine 5 kW-PV-Anlage, bezogen auf die eingespeisten Strommengen (ohne Eigenversorgung), Kosten zwischen 4,25 ct/kWh und knapp 9 ct/kWh (Metzger et al. 2020, S. 34 ff) ergeben. Reduziert sich die eingespeiste Strommenge durch Eigenversorgung, erhöhen sich die spezifischen Kosten durch die mengenunabhängigen Vermarktungskosten weiter.

Um den Problemen, die sich für Weiterbetriebsanlagen hieraus ergeben (Gefährdung des Weiterbetriebs, Abregelung von nicht selbst verbrauchtem Strom), zu begegnen wurde mit dem EEG 2021 die Möglichkeit geschaffen, den Strom weiter an den Netzbetreiber veräußern. Als Vergütung erhalten Anlagenbetreiber hierfür den Jahresmarktwert des Energieträgers abzüglich der

Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber. Diese Regelung ist jedoch befristet bis zum Jahr 2027.

Eine grundlegende Veränderung des derzeit ungünstigen Kosten-Erlös-Verhältnisses bei der Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen ist erst dann zu erwarten, wenn eine durchgehende, konsequente Digitalisierung, Standardisierung und Vereinfachung von Prozessen erreicht wird. Dies umfasst Prozesse zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter, energiewirtschaftliche Abwicklungsprozesse sowie die flächendeckende Verfügbarkeit von intelligenten Messsystemen. Die Weiterentwicklung energiewirtschaftlicher Prozesse sowie der Rollout intelligenter Messsysteme (bis spätestens 2032) sind bereits im Gang. Ohne getroffene regulatorische Festlegungen grundlegend zu verwerfen, lassen sich diese jedoch nur in begrenztem Umfang beschleunigen. Sollte von politischer Seite das Ziel bestehen, Klein- und Kleinstanlagen in die Direktvermarktung zu bringen, bevor wesentliche Fortschritte in den angesprochenen Themenbereichen erreicht wurden, müssen die Kosten für die Direktvermarktung dieses Anlagensegments gesenkt werden, indem die regulatorischen Anforderungen, die derzeit dieselben wie bei Großanlagen sind, verringert werden.

Ein Ansatzpunkt zur Kostensenkung besteht in Vereinfachungen bei der Pflicht zur viertelstündlichen Messung und Bilanzierung der Strommengen. Ähnlich wie bei Stromverbrauchern unter 100.000 kWh Jahresverbrauch könnte die Bilanzierung bei Kleinanlagen bis zur flächendeckenden Verfügbarkeit intelligenter Messsysteme über Standardlastprofile erfolgen. Voraussetzung hierfür wäre die Entwicklung entsprechender Prosumerlastprofile und die Schaffung der regulatorischen Voraussetzungen für deren Einsatz. (Agora/RAP 2020)

Weitere Ansatzpunkte bestehen in Anpassungen der elektronischen Kommunikation und Datenübermittlung bzw. -beschaffung zwischen Direktvermarkter und Verteilnetzbetreiber und der elektronischen Marktkommunikation (EnBW et al. 2020)

Inwieweit das Kostensenkungspotenzial entsprechender Vorschläge ausreicht, um die Direktvermarktung von Kleinanlagen wirtschaftlich zu ermöglichen wäre ggf. zu prüfen. Unabhängig davon könnte ein Hemmnis bei der Umsetzung einer vereinfachten Direktvermarktung bei Ü20-PV-Kleinanlagen in der Akzeptanz bei den Anlagenbetreibern bestehen, die sich neu mit der Thematik auseinandersetzen müssten und bei der Suche nach einem Vermarkter selbst aktiv werden müssten. Zu prüfen wäre in diesem Zusammenhang auch, inwiefern die Einführung einer vereinfachten Direktvermarktung in diesem Segment gegenüber der bestehenden Regelung zum Weiterbetrieb effizient ist.

Angebote für die Direktvermarktung von PV-Kleinanlagen bestehen heute bereits durch die Anbieter von Pooling-Konzepten, bei denen die Stromvermarktung als Produktbündel mit Batteriespeichern und der Strombelieferung angeboten wird. Die Kosten der Direktvermarktung werden hierbei durch die weiteren Produkte querfinanziert. Pooling-Konzepte würden ebenfalls von einer Vereinfachung der Direktvermarktungsvoraussetzungen bei Kleinanlagen profitieren und sind insofern als mögliche Ergänzung dazu zu sehen. Ob aus regulatorischer Sicht verstärkt auf solche Konzepte gesetzt werden sollte ist jedoch zu hinterfragen. Die Verknüpfung der, in einem solchen Szenario für den Weiterbetrieb der PV-Anlage notwendigen, Direktvermarktung mit der Pflicht einen Batteriespeicher und/oder die Strombelieferung beim selben Anbieter zu beschaffen, dürfte aus Verbraucherschutzsicht abzulehnen sein. Zudem würde die freie Wahl des Stromanbieters hierbei auf die Anbieter von Pooling-Konzepten beschränkt.

Fazit Post-EEG-Anlagen PV

Aufgrund der Größe der PV-Anlagen für die mittelfristig die Vergütung endet und bestehender Hemmnisse bei der Direktvermarktung von Kleinanlagen ist die Grünstromvermarktung in diesem Segment aktuell, von wenigen größeren Anlagen abgesehen, nicht attraktiv. Die dafür notwendige Standardisierung und Digitalisierung von Prozessen sowie die flächendeckende Verfügbarkeit intelligenter Messsysteme befinden sich in der Umsetzung. Diese benötigt jedoch Zeit und lässt sich nicht wesentlich beschleunigen. Sollte der politische Wunsch nach einer kurzfristig verstärkten Grünstromvermarktung aus Post-EEG-PV-Anlagen bestehen, müssten hierzu Vereinfachungen bei den Voraussetzungen für die Direktvermarktung geschaffen werden. Hierbei sollte jedoch abgewogen werden, inwiefern dies gegenüber der bestehenden Regelung effizient ist.

2.3.3 Vermarktung in räumlicher Nähe und Mieterstrom

Wie in Abschnitt 2.2.3 dargestellt, spielen bestehende Konzepte zur Vermarktung von Strom in räumlicher Nähe bislang nur eine untergeordnete Rolle beim Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Grund dafür sind Hemmnisse der einzelnen Vermarktungsformen, die nachfolgend beschrieben werden. Basierend auf den Hemmnissen, werden Lösungsvorschläge für die jeweiligen Vermarktungsformen vorgeschlagen.

Mieterstrom

Das Mieterstromgesetz zielt darauf ab, einen Beitrag zum Ausbau der Solarenergie auf Wohngebäuden zu leisten und dabei auch die Mieter wirtschaftlich zu beteiligen. Ohne zusätzliche Förderung wären Mieterstromanlagen gegenüber Eigenversorgungsanlagen schlechter gestellt, da 100 % statt 40 % EEG-Umlage auf den vor Ort verbrauchten Strom anfallen und höhere Kosten für Messung und Administration anfallen. Die Mieterstromförderung ist auf 500 MW pro Jahr begrenzt, um die Förderkosten und damit die Belastung nicht privilegierter Stromverbraucher zu begrenzen.

Der Zubau von geförderten Mieterstromanlagen erfolgt, gemessen am Potenzial und dem Gesamtzubau von PV-Anlagen bislang nur in sehr geringem Umfang. So wurden in den Jahren 2019 und 2020 jeweils lediglich knapp 20 MW PV-Anlagen mit Mieterstromförderung installiert (vgl. Bild 2.5). Die Gründe hierfür liegen in verschiedenen Hemmnissen, von denen Mieterstromprojekte seit der Einführung der Mieterstromförderung im Jahr 2017 betroffen sind. Ein Teil dieser Hemmnisse wurde im Zuge des EEG 2021 behoben. So ist der Mieterstromzuschlag, der aufgrund der vorherigen Berechnungslogik zwischenzeitlich auf null gesunken war, wieder angehoben worden und die Absenkung unterliegt nun der Degression für PV-Anlagen (so genannter atmender Deckel, § 49 EEG). Die Regelung zur Zusammenfassung von PV-Anlagen wurde für Mieterstromanlagen dahingehend angepasst, dass eine Zusammenfassung hinsichtlich der Höhe des Mieterstromzuschlags nur noch erfolgt, wenn Anlagen am selben Netzanschluss installiert werden. Auch hinsichtlich der Zulässigkeit des so genannten Lieferkettenmodells, bei dem Anlagenbetreiber einen Dienstleister beauftragen können, der die energiewirtschaftlichen Pflichten bei der Belieferung der Endkunden übernimmt, ist eine rechtliche Klarstellung erfolgt. Zudem wurde der räumliche Umkreis in dem eine Mieterstromlieferung zulässig ist vom unmittelbaren räumlichen Zusammenhang auf Quartiere ausgeweitet. Bereits im Dezember 2020 wurden mit dem Wohnungseigentumsmodernisierungsgesetz (WEMoG) Vereinfachungen bei der Beschlussfassung von Wohnungseigentumsgemeinschaften verabschiedet. Damit ist künftig nur noch eine einfache Mehrheit für die Durchführung baulicher Veränderungen am Gemeinschaftseigentum notwendig, statt einer Dreiviertelmehrheit bisher. Im April 2021 wurden schließlich Nachteile bei der Gewerbesteuerzahlung beseitigt, die für Wohnungsunternehmen bei der Lieferung von Mieterstrom vorher bestanden. Nach § 9 Gewerbesteuergesetz (GewStG)

gilt die so genannte erweiterte Gewerbesteuerkürzung künftig auch, wenn Unternehmen Einnahmen aus Mieterstrom oder dem Betrieb von Ladestationen erzielen, wenn diese 10 % der Gesamteinnahmen der Wohnungsverwaltung nicht übersteigen. Inwiefern die genannten Verbesserungen sich auf den Zubau von Mieterstromanlagen auswirken, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht sicher abschätzen, da die veränderten Randbedingungen ihre Wirkung auf den Anlagenzubau aufgrund des Planungsvorlaufs erst mit zeitlicher Verzögerung entfalten (vgl. hierzu auch (Kühner 2021)).

Trotz der im ersten Halbjahr 2021 verbesserten Rahmenbedingungen bestehen für Mieterstromprojekte weiterhin Hemmnisse:

- *Pflichten als Energieversorgungsunternehmen:* Durch die Belieferung von Endkunden mit Mieterstrom werden die Betreiber von Mieterstromanlagen rechtlich als Energieversorgungsunternehmen eingeordnet. Damit einher gehen verschiedene Pflichten. Neben der Stromlieferung aus der PV-Anlage müssen die Reststrommengen für die Mieter prognostiziert und beschafft werden (§ 42a Abs. 2 S.6 EnWG). Zudem gibt es bei der Belieferung von Letztverbrauchern eine Reihe von Pflichten hinsichtlich der Abrechnung (§ 40 EnWG), der Vertragsgestaltung (§ 41 EnWG) und der Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG). Darüber hinaus bestehen verschiedene Melde- und Transparenzpflichten, gegenüber der Bundesnetzagentur sowie Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern. Die Ab- bzw. Anmeldung der einzelnen Verbrauchsstellen der Mieter vom externen Stromlieferanten zum Mieterstromanbieter erfordert zudem die Teilnahme an der energiewirtschaftlichen Marktkommunikation. Die Erfüllung dieser Pflichten erfordert entsprechendes Know-how seitens der Vermieter, welches in der Regel nicht Teil des Kerngeschäfts von Immobilienunternehmen ist. Durch die Beauftragung von Dienstleistern können die genannten Aufgaben zwar weitgehend abgegeben werden, die damit verbundenen Kosten verringern jedoch den wirtschaftlichen Anreiz beim Vermieter. (Prognos 2017)
- *Administrativer und technischer Aufwand Messkonzept:* Zur Abgrenzung der verschiedenen Strommengen im Rahmen des Mieterstromkonzepts (Verbrauchsmengen der Mietparteien aufgeschlüsselt nach Mieterstrom und Reststrombezug, PV-Produktion, Einspeisung und Entnahme aus dem öffentlichen Netz, Strommengen von Mietern die keinen Mieterstrom beziehen) sind Zählerkonzepte notwendig die die entsprechende Aufschlüsselung ermöglichen und die vom Verteilnetzbetreiber akzeptiert werden. Die dabei möglichen Zählerkonzepte (z. B. Summenzählermodell, doppelte Sammelschiene, Einsatz von intelligenten Messsystemen) unterscheiden sich im Aufwand hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten. Der Aufwand für das Messkonzept macht jedoch in jedem Fall einen erheblichen Anteil der mieterstromspezifischen Mehrkosten beim Bau der Anlagen aus. (Prognos 2017, Kelm et al. 2019)
- *EEG-Umlagebelastung Mieterstrom:* Die im deutschen Energierecht für die Eigenversorgung geltende Voraussetzung der Personenidentität zwischen Erzeuger und Abnehmer führt dazu, dass Mieterstrom, aufgrund der fehlenden Personenidentität, als Stromlieferung eingestuft wird und in der Folge die volle EEG-Umlage zu entrichten ist, während bei der Eigenversorgung nur 40 % der EEG-Umlage zu entrichten sind. Der Mieterstromzuschlag dient dazu, neben den mieterstromspezifischen Mehrkosten, diese Mehrbelastung gegenüber der Eigenversorgung auszugleichen²⁹. Da die Entwicklungen von EEG-Umlage und Mieterstromzuschlag jedoch nicht gekoppelt sind, findet der Ausgleich nicht in vollem Umfang statt. So lag der Mieterstromzuschlag im Juli 2021 je nach Anlagengröße zwischen knapp 3,5 ct/kWh und knapp 2,2 ct/kWh, während die Umlagebefreiung in der Eigenversorgung im Jahr 2021 3,9 ct/kWh beträgt. Da die EEG-Umlage ab Juli 2022 auf Null reduziert wird, nimmt die Bedeutung dieser Ungleichbehandlung stark ab.
- *Rechtsunsicherheit Quartiersbegriff:* Die Ausweitung der räumlichen Begrenzung von Mieterstromprojekten vom unmittelbaren, räumlichen Zusammenhang auf Quartiere im EEG 2021 führt zunächst

²⁹ Vgl. (BMW 2017). Statt der ursprünglich im EEG 2017 vorgesehenen Verringerung der EEG-Umlage für Mieterstrom wurde der Mieterstromzuschlag als direkte Förderung eingeführt.

zu einer Vergrößerung des Potenzials. Mieterstrom darf nun auch in anderen Gebäuden desselben Quartiers verbraucht werden. Die Erzeugung von Mieterstrom ist hingegen weiterhin nur auf Wohngebäuden zulässig, d. h. die Dächer von Parkhäusern oder andere Nebengelassen im selben Quartier können nicht für die Installation von Mieterstromanlagen genutzt werden. Hinzu kommt, dass aus rechtlicher Sicht ein unbestimmter Rechtsbegriff durch einen anderen ersetzt wurde. Der Begriff „Quartier“ ist im Energierecht bisher nicht definiert. In der Begründung der Beschlussvorlage für das EEG 2021 bleibt die Definition eher vage: „Quartier ist dabei ein zusammenhängender Gebäudekomplex, der den Eindruck eines einheitlichen Ensembles erweckt. Die Gebäude des Quartiers können auf unterschiedlichen Grundstücken liegen oder durch Straßen getrennt sein, so lange der Eindruck des einheitlichen Ensembles gegeben ist.“ (Bundestag 2020) Die dadurch bestehende Rechtsunsicherheit dürfte in der Praxis bei Projekten, bei denen Zweifel über die Quartierseigenschaft besteht, eher hemmend auf die Akteure wirken, so dass die Projekte gegebenenfalls nicht umgesetzt werden. Ob eine einheitliche Definition möglich und in der Praxis zielführend ist, bleibt jedoch zu prüfen. Durch die bestehende hohe städtebauliche Heterogenität von Quartieren, könnte eine Definition ggf. auch zum Ausschluss relevanter Gebäude führen (vgl. VKU 2018, S. 46).

- *Verzögerungen durch Netzbetreiber:* Bei der Umsetzung von Mieterstromprojekten kommt es in der Praxis zum Teil zu erheblichen Verzögerungen durch Probleme bei der Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern. Hierbei bestehen Schwierigkeiten durch technische Anforderungen, die rechtlich nicht begründbar sind, schlechte Erreichbarkeit von Ansprechpartnern und Verzögerungen bei Freigaben sowie der Vereinbarung von Terminen (BNE 2019). Mögliche Gründe hierfür können einerseits in der Neuartigkeit des Themas bei den Verteilnetzbetreibern liegen, andererseits stellen Mieterstromanbieter eine Konkurrenz für das lokale Energieversorgungsunternehmen dar, das oft auch Eigentümer des lokalen Stromnetzes oder des Stromnetzbetreibers ist (Kelm et al. 2019).
- *Hohe Transaktionskosten für Akquise und Betreuung von Mieterstromkunden:* Potenzielle Mieterstromkunden verfügen nicht immer über ein hohes Interesse an ihrer Stromversorgung weswegen die Ansprache dieser, um eine ausreichend hohe Teilnehmerquote zu erreichen mit hohen Transaktionskosten verbunden sein kann, ebenso wie die Betreuung der Kunden im weiteren Verlauf.
- *Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von vielen spezifischen Einzelfaktoren:* Die Wirtschaftlichkeit von Mieterstromprojekten ist von einer Vielzahl passender Einzelfaktoren abhängig. Hierzu zählt bspw. das Verhältnis von Dachfläche zur Anzahl der Mietparteien sowie zum Stromverbrauch. Zudem hat die Höhe der Netzentgelte vor Ort einen wesentlichen Einfluss auf die Rentabilität von Projekten. Passt die Kombination dieser Faktoren nicht zusammen sind Projekte unwirtschaftlich und werden nicht realisiert. Die entsprechenden Dachflächenpotenziale bleiben somit ungenutzt.

Ansätze zur Weiterentwicklung der PV-Mieterstromförderung

Das bestehende Mieterstrommodell lässt sich im Wesentlichen nur durch eine Beseitigung der genannten Hemmnisse verbessern. Hinsichtlich der Pflichten, die durch die Einordnung von Mieterstromlieferanten als Energieversorgungsunternehmen entstehen, sind Vereinfachungen oder die Streichung von Pflichten möglich. Grundsätzlich denkbar wäre, Mieterstromanbieter von der Pflicht zur Reststrombelieferung zu befreien. Die Reststrommenge würde in diesem Fall von einem Drittlieferanten geliefert werden (also analog zur Reststromversorgung beispielsweise eines Einfamilienhauses mit PV-Anlage). Aus Sicht der Mieterstromanbieter könnten mit der entfallenden Reststrombelieferung auch weitere Pflichten vereinfacht werden bzw. entfallen (z. B. hinsichtlich Rechnungsstellung und Stromkennzeichnung). Ergänzend oder alternativ zu einer allgemeinen Vereinfachung würde auch die Einführung einer Bagatellgrenze für Einzelakteure (z. B. Privatvermieter mit lediglich einer vermieteten Immobilie) oder Mieterstromprojekte mit einer sehr geringen Zahl an Mietern (z. B. bis drei oder fünf Wohnungen) eine Vereinfachung darstellen.

Vereinfachungen hinsichtlich des Messkonzepts sind auf technischer Ebene ausgehend vom Summenzählermodell als Messkonzept mit dem geringsten technischen Zusatzaufwand nicht möglich, wenn eine verbrauchsbasierte Zurechnung der Mieterstrommengen erfolgen soll. Konzepte mit einer pauschalen, verbrauchsunabhängigen Zuweisung von Mieterstrommengen sind jedoch nur umsetzbar, wenn es für die Haushalte eine Pflicht zum Bezug von Mieterstrom gäbe. Diese widerspricht jedoch dem Recht zur freien Wahl des Stromanbieters (siehe hierzu auch den untenstehenden Abschnitt zum Vorschlag von Haus und Grund).

Eine Gleichstellung von Eigenversorgung und Mieterstrom bei der Erhebung der EEG-Umlage auf Direktverbrauch vor Ort wäre eine, in der Vergangenheit auch vielfach geforderte, Möglichkeit zur Steigerung der Attraktivität des Mieterstroms. Angesichts der vollständigen Überführung der EEG-Umlage in den Haushalt ab Juli 2022 verliert eine Angleichung jedoch ihre Wirkung, sodass auf eine Umsetzung zugunsten anderweitiger Verbesserungen verzichtet werden kann.

Um Verzögerungen von Projekten durch Probleme bei der Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern zu beheben, wäre die Einführung einer maximalen Frist für den Anschluss von Mieterstromanlagen möglich. Dadurch würde sich die Planungssicherheit erhöhen. Gleichzeitig könnte die Schaffung einer Stelle zur Klärung von (technischen) Streitfragen bei der Clearingstelle EEG/KWKG oder der Bundesnetzagentur helfen, den Aufwand für die Klärung zu verringern und durch die Veröffentlichung geklärter Streitfragen für mehr Klarheit zu sorgen. Mehr Rechtssicherheit könnte zudem mit einer eindeutigeren Definition des Quartiersbegriffs geschaffen werden. Diese müsste jedoch der städtebaulichen Heterogenität gerecht werden, ohne dabei relevante Dachflächenpotenziale auszuschließen.

Der Interessensverband Haus & Grund hat einen in sich geschlossenen Vorschlag zur Vereinfachung des Mieterstrommodells veröffentlicht (Haus und Grund 2020). Dieser fordert eine Abnahmepflicht für Mieter sowie eine Gleichstellung des Mieterstroms mit der Eigenversorgung, verbunden mit der Abschaffung des Mieterstromzuschlags. Eine freie Wahl des Stromanbieters bestünde damit nur noch für den Reststrombezug. Für die Höhe des Mieterstrompreises wird eine Begrenzung auf 75 % des Grundversorgertarifs vorgeschlagen. Der Mieterstrom soll hierbei im Zuge der Betriebskostenabrechnung abgerechnet werden, wodurch sich eine Vereinfachung ergeben würde, da in diesem Zuge ohnehin Ablesung und Rechnungsstellung stattfinden. Gleichzeitig würden Mieterstromanbieter nicht mehr als Energieversorgungsunternehmen eingestuft werden. Damit adressiert der Vorschlag insbesondere Aufwand und Hemmnisse im Zuge der Abrechnung des Mieterstroms. Die Gleichstellung des Mieterstroms mit der Eigenversorgung verliert durch die geplante, zeitnahe Abschaffung der EEG-Umlage jedoch ihre Wirkung. Kritisch zu sehen und ggf. rechtlich zu prüfen ist zudem die Abschaffung der freien Wahl des Stromanbieters für einen Teil des Strombezugs. Die Aufrechterhaltung der freien Wahl des Stromanbieters wurde bei der derzeitigen gesetzlichen Umsetzung der aktuellen Regelung explizit mitbedacht (vgl. Bundesregierung 2017, S.28), um damit einhergehende Fragestellungen (überhöhte Preise, Verhandlungsungleichgewicht bei Mietverträgen) zu adressieren und eine faktische Aufhebung der freien Anbieterwahl zu verhindern.

Die bestehende Mieterstromförderung zielt darauf ab, den PV-Zubau auf Dächern von vermieteten Mehrfamilienhäusern anzureizen und damit bisher wenig genutzte Ausbaupotenziale insbesondere in Städten zu erschließen. Der Grund für den eher geringen PV-Ausbau in diesem Segment liegt u.a. darin, dass die Förderhöhe bei PV-Anlagen bis 100 kW heute und über lange Phasen in der Vergangenheit so bemessen ist bzw. war, dass die Wirtschaftlichkeit der Anlagen nur mit der impliziten Förderung der Eigenversorgungsprivilegien erreicht wurde (vgl. Ritter et

al. 2021, Kelm et al. 2019b). Aufgrund der fehlenden Personenidentität kommen diese bei vermieteten Gebäuden/Wohnungen jedoch mit Blick auf die EEG-Umlage nicht zum Tragen. Das bestehende Mieterstrommodell versucht diese Benachteiligung gegenüber der Eigenversorgung mit eher komplexen Regelungen zu kompensieren. Die Anreizwirkung hängt zudem von der Höhe der eingesparten Netzentgelte ab, die von Region zu Region stark variieren.³⁰

Ein Vorschlag, der bereits Eingang in die Diskussion zur Weiterentwicklung der Mieterstromförderung gefunden hat, setzt dagegen am Kernproblem an – der fehlenden Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen ohne Eigenversorgung. Der Vorschlag besteht darin, die Volleinspeisung mit einer auskömmlichen Vergütung zu fördern und Mieter über einen zusätzlichen Beitrag zu beteiligen.

Der physikalische Vor-Ort-Stromverbrauch eines Gebäudes ist im Falle einer Volleinspeiseanlage derselbe wie bei einer Mieterstromanlage (Ausnahme: Mieterstromanlagen mit doppelter Sammelschiene, die jedoch aufgrund ihrer hohen Kosten die Ausnahme darstellen, vgl. Kelm et al. 2019). Der Unterschied besteht in der Verrechnung der Zahlungsströme. Diese erfordert bei Mieterstromanlagen die Messung und Abrechnung der Mieterstrommengen. Bei Volleinspeiseanlagen entfällt die zusätzliche Infrastruktur und Messtechnik. Darüber hinaus wird der Anlagenbetreiber nicht zum Energieversorgungsunternehmen (mit der Pflicht zur Reststrombelieferung), jeder Mieter behält seinen bisherigen Stromvertrag und die Abrechnung wird deutlich erleichtert.

Um im Mieterstromsegment bis 100 kW Anreize für Volleinspeiseanlagen zu setzen, müssten die Vergütungssätze für diese zunächst – je nach Anlagengröße – auf eine Größenordnung von ca. 10 bis 12 ct/kWh angehoben werden³¹. Der angelegte Zuschuss für Mieter – in einer Größenordnung von 1 bis 2 ct/kWh – dient dazu, den Charakter einer Mieterstromförderung aufrechtzuerhalten und den Mietern eine ggf. erwünschte Beteiligung an der Energiewende zu ermöglichen. Dabei ist sicherzustellen, dass die Förderung auf die Gesamtstrommenge der PV-Anlage begrenzt ist. Wenn die Gesamtstromerzeugung der PV-Anlage in einem Jahr höher ist als der Gesamtverbrauch der Mieter, erhält jeder Haushalt für seinen Gesamtstromverbrauch die Förderung vom Anlagenbetreiber ausgezahlt, die von diesem durchgeleitet wird. Liegt der Gesamtverbrauch der Mieter über der Erzeugung der PV-Anlage, wird die Mieterstromförderung proportional zu den Verbräuchen auf die Mieterhaushalte verteilt.

Der beschriebene Vorschlag führt folglich zu einer Erhöhung der direkten Förderkosten. Im Gegenzug wird jedoch die indirekten (und intransparenten) Förderung abgebaut. Die Auswirkungen auf die Differenzkosten wären jedenfalls begrenzt, sofern die Förderung auch weiterhin auf Anlagen mit maximal 100 kW und ein jährliches Volumen von 500 MW eingeschränkt wird.

Einer weiteren Klärung bedarf neben der beihilferechtlichen Fragestellung im Zusammenhang mit der Vergütungsanhebung für Volleinspeiseanlagen auch die steuerliche Behandlung der vorgeschlagenen finanziellen Beteiligung der Mieter sowie deren beihilferechtliche Zulässigkeit.

Fazit zu Mieterstrom

³⁰ Die mengengewichteten Nettonetzentgelte für Haushaltskunden lagen im Jahr 2020 zwischen 5,56 ct/kWh (Bremen) und 9,63 ct/kWh (Schleswig-Holstein). Die Betrachtung der Einzelwerte weist noch deutlich größere Spannbreiten auf und reicht von rund 4 ct/kWh bis über 16 ct/kWh. In Baden-Württemberg lagen sie mit rd. 7 ct/kWh leicht unterhalb des mengengewichteten Werts für Deutschland von 7,5 ct/kWh. Quelle: BNetzA (2021b).

³¹ Dies entspricht näherungsweise dem Förderbedarf von Anlagen über 10 kW. Höhere Fördersätze für Kleinanlagen sollten mit Blick auf die direkten Förderkosten vermieden werden.

Um das Marktsegment der Dachflächen auf Gebäuden mit Mietwohnungen stärker für den PV-Zubau zu aktivieren ist der Abbau der genannten Hemmnisse notwendig.

- Die Umsetzung von Mieterstromprojekten ist weiterhin mit hohen Transaktionskosten verbunden, die insbesondere aus den Pflichten für Energieversorgungsunternehmen und dem Aufwand für das Messkonzept resultieren. Diese stellen das Haupthemmnis für Mieterstromprojekte dar. Zur Senkung der Transaktionskosten müssten die diesbezüglichen regulatorischen Vorgaben soweit wie möglich vereinfacht werden. Hierzu wäre insbesondere zu prüfen, inwieweit energiewirtschaftliche Pflichten sowie ggf. Pflichten hinsichtlich des Messkonzepts für Mieterstromprojekte entfallen können.
- Daneben sind weitere graduelle Verbesserungen möglich. Bspw. könnte eine Bagatellgrenze für bestimmte Regelungen eingeführt werden (bspw. bezüglich der Pflicht zur Reststrombelieferung), um eine bessere Zugänglichkeit für Einmalakteure oder Gebäude mit einer geringen Anzahl an Mietern zu schaffen, für die die Transaktionskosten auch bei Beauftragung eines Dienstleisters hoch sind.
- Zur Definition des Quartiersbegriffs sollte geprüft werden, ob eindeutigeren Vorgaben gemacht werden können, die der städtebaulichen Heterogenität in der Praxis gerecht werden, ohne relevante Dachflächenpotenziale auszuschließen. Ggf. könnte ein Verfahren der Clearingstelle EEG/KWKG zur Klärung beitragen.
- Um Verzögerungen von Mieterstromprojekten in der Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern zu verhindern, wäre die Einführung einer maximalen Frist für den Anschluss von Mieterstromanlagen möglich. Darüber hinaus könnte eine zentrale Stelle zur Klärung insbesondere technischer Streitfragen geschaffen werden. Diese könnte bei der Clearingstelle EEG/KWKG oder bei der Bundesnetzagentur angesiedelt werden.
- Da das bestehende Mieterstrommodell bereits in seiner Grundstruktur vergleichsweise komplex und mit Hemmnissen angelegt ist (hohe Transaktionskosten, Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von günstiger Konstellation von Einzelfaktoren), ist es jedoch fraglich ob der PV-Zubau in diesem Segment damit ein deutlich größeres Volumen erreichen kann. Zur Erschließung entsprechender Dachflächenpotenziale könnten deswegen von Grund auf andere Instrumente notwendig sein. Zwei solcher Möglichkeiten sind:
 - Ein bestehender Vorschlag von Haus und Grund geht mit einigen Vereinfachungen einher, indem die Mieterstromabrechnung in den Bereich der Betriebskostenabrechnung verlegt wird und Mieterstromanbieter nicht mehr als Energieversorgungsunternehmen eingestuft werden. Gleichzeitig wird damit jedoch auch die freie Wahl des Stromanbieters zumindest teilweise in Frage stellt.
 - Mit deutlich weitergehenden Vereinfachungen geht der Vorschlag einher, einen höheren PV-Zubau auf Mehrfamilienhäusern zu erreichen, indem dieser über eine auskömmliche Förderung von Volleinspeiseanlagen angereizt wird. Die Beteiligung von Mietern an der Energiewende wird in diesem Vorschlag darüber erreicht, dass diese auf den anteilig in ihrem Haushalt vor Ort verbrauchten PV-Strom eine finanzielle Beteiligung erhalten. Eine Förderkostenbegrenzung bestünde darin, die bestehende Deckelung auf 100 kW sowie 500 MW Zubau pro Jahr fortzuschreiben.

Regionalstrom

Wie in Bild 2.6 dargestellt existieren mittlerweile einige dezidierte Regionalstromprodukte, erste Datenveröffentlichungen und Auswertungen zeigen jedoch, dass die Nutzung der Regionalnachweise insgesamt verhalten ist (UBA 2020, Energy Brainpool 2020). Dies lässt darauf schließen, dass weiterhin Hemmnisse bestehen, die die Attraktivität der Vermarktung von Strom in räumlicher Nähe erschweren:

- *Administrativer Aufwand bei der Abwicklung des Regionalnachweises:* Zur Ausweisung von Regionalstrom ist zunächst ein Regionalnachweis für die erzeugte Strommenge durch den Anlagenbetreiber beim Regionalnachweisregister zu beantragen und bei Nutzung durch einen Stromlieferanten anschließend zu entwerfen. Vom Stromlieferanten darf dabei nur der tatsächlich regional (d. h. in Postleitzahlgebiete in einem Radius von 50 km um das Postleitzahlgebiet der Anlage) gelieferte Strom als

Regionalstrom ausgewiesen werden. Somit ist mit der Abwicklung der Nutzung des Regionalnachweises und der Erstellung des tatsächlichen Regionalstromproduktes ein administrativer Aufwand aus Sicht von Anlagenbetreiber und Stromlieferanten verbunden (u.a. Energy Brainpool 2020). Für den Stromlieferanten ergeben sich - insbesondere im Vergleich zur börslichen Beschaffung - zusätzliche Transaktionskosten durch die Identifikation passender EE-Anlagen, die bilaterale Verhandlung von Verträgen und die Zuordnung von Anlagen zu Kunden (Lehmann et al. 2021). Bild 2.6 stellt für ausgewählte Anbieter die Kosten für Regionalstrom einem Standardtarif gegenüber und zeigt eine mögliche Auswirkung der zusätzlichen Transaktionskosten bei Regionalstromtarifen: In der Regel übersteigen die Kosten für einen Regionalstromtarif diejenigen von konventionellen oder überregionalen Ökostromtarifen.

- *Finanzieller & administrativer Aufwand für Reststrommengen:* In der Regel ist es nicht möglich, den Strombedarf der Konsumenten zu jeder Zeit und in vollem Umfang aus Regionalstrom gemäß § 79a EEG 2021 zu decken. Soll das Regionalstromprodukt auch über die vorhandenen Regionalnachweise hinaus als regional gekennzeichnet werden, besteht die Möglichkeit, dies durch Herkunftsnachweise aus der Region zu realisieren (Energy Brainpool 2020). Voraussetzung für die Verwendung des Herkunftsnachweises ist jedoch, dass die in Frage kommenden Anlagen nicht im Sinne des EEG gefördert werden. Aufgrund der Nutzungskonkurrenz, etwa durch PPAs, kann der administrative Mehraufwand für die Beschaffung und Kennzeichnung von Reststrommengen auch mit finanziellen Nachteilen einhergehen. Wird von Seiten des Lieferanten darauf verzichtet auch Reststrommengen als regional zu kennzeichnen, ist zusätzlich die Beschaffung von Herkunftsnachweisen notwendig, um die Grünstromeigenschaft des Produktes kennzeichnen zu können.
- *Mengen- & Ausfallrisiko durch Konzentration auf einzelne EE-Anlagen:* Das regionale Design von Regionalstrom hat zur Folge, dass innerhalb eines einzelnen Regionalstromtarifs einige wenige Anlagen für die Stromlieferung verantwortlich sind. Entsprechend steigt aus Sicht des Stromlieferanten das Risiko, reduzierte Strommengen aus den regionalen Anlagen (bspw. durch das Wetterjahr) oder den Ausfall einzelner Anlagen kompensieren zu müssen (Lehmann et al. 2021).

Tarifvergleich Regionalstrom nach Anbieter
(durchschnittlicher Haushalt, 3500 kWh Stromverbrauch p.a.)

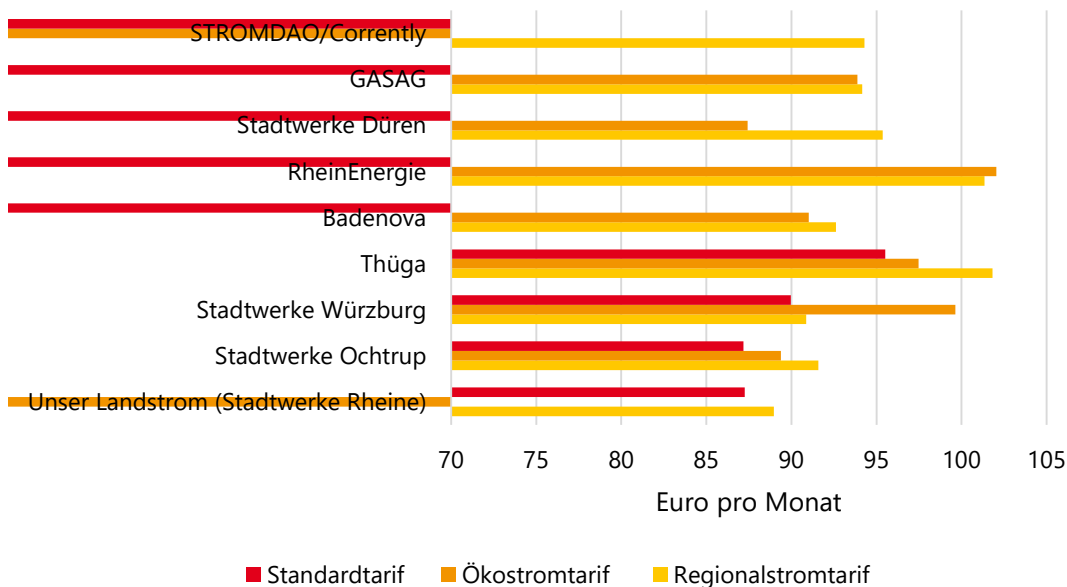


Bild 2.6 Tarifvergleich nach Anbieter Vergleich der monatlichen Stromkosten unter Nutzung eines Regional-, Ökostrom- oder Standardstromtarif für einen Haushalt mit 3500 kWh p.a. Die Auswertung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit bzgl.

der Verfügbarkeit von Regionalstromtarifen in Deutschland (Quelle: Internetseiten der Stromanbieter, Stand: August 2021)

Fazit zu Regionalstrom

Verschiedene Untersuchungen (z. B. Wallbott et al. 2021, Sagebiel et al. 2014, Rommel 2016) konnten zeigen, dass bei Konsumenten eine Präferenz für regionalen Strom existiert. Regionale Stromtarife - mit oder ohne Nutzung von Regionalnachweisen - adressieren diese Präferenz. Aufgrund der aufgezeigten Herausforderungen sind regionale Tarife unter den aktuellen Rahmenbedingungen jedoch im Vergleich zu überregionalen Stromprodukten (auch Grünstrom) nicht wirtschaftlich. In der Konsequenz ist die Akzeptanz und letztlich die Nutzung regionaler Stromtarife davon abhängig, dass die zusätzlichen Kosten für einen Regionaltarif durch die Mehrzahlungsbereitschaft potenzieller Kunden überkompensiert wird. Jedoch zeigt die verhaltene Partizipation, dass dies nur in begrenztem Umfang der Fall ist.

Die Diffusion erneuerbarer Energien, insbesondere Onshore-Wind und PV, hat zu einer Dezentralisierung der Energieerzeugung geführt. Entsprechend liegt es aus Stromsystemsicht nahe, daraus resultierende Herausforderungen wie eine erhöhte Volatilität der Erzeugung und die erhöhte Belastung von Verteilnetzen ebenfalls auf dezentraler Ebene zu adressieren. Dies bedeutet indes auch, dass regionale Mechanismen zur effizienten Integration von EE nicht nur bilanziell die Nutzung von regional erzeugtem Strom anreizen sollten, sondern eine verstärkte Koordination von regionalen Erzeugern, Nachfragern und Flexibilitäten anreizen sollte. Dies ist durch die Regionalstromtarife in der gegenwärtigen Ausgestaltungsform nicht gegeben. Gleichzeitig wären regionale Anreize aus Systemsicht vermutlich auch nur dann sinnvoll, wenn diese lokale Netzengpässe reduzieren, überregionale Knappheiten widerspiegeln oder erst durch die Regionalität des Anreizes zusätzliche Flexibilitäten aktiviert wird, die ohne diesen nicht zur Verfügung stünde (Klobasa et al. 2021). Verschiedene alternative Formen von dezentralen Energiesystemen, beispielsweise die seitens der EU explizit begrüßten Energiegemeinschaften³² oder lokale Energiemärkte streben hingegen eine verstärkte regionale Koordination und eine stärkere Integration von Prosumenten in das Energiesystem an. Zusätzlich adressieren diese non-monetäre Eigenschaften wie die Erhöhung der lokalen Wertschöpfung (Rae und Bradley 2012), positive Arbeitsmarkteffekte (Brummer 2018) oder eine Erhöhung der regionalen Energieautarkie (Ecker et al. 2017, Rae und Bradley 2012) und könnten auf diese Weise eine zusätzliche Motivation zur Partizipation der Konsumenten an regionalen Vermarktungsformen anreizen (Lehmann et al. 2021). In diesem Zusammenhang konnten beispielsweise die SINTEG-Schaufenster "C/sells" und "enera" zeigen, dass die Flexibilität dezentraler Akteure zur Systemintegration von erneuerbaren Energien genutzt werden kann (vgl. enera 2020; Klobasa et al. 2021). Andererseits zeigen andere Studien (BMW 2019), dass lokale oder regionale Flexibilitätsmärkte erhebliche Verwerfungen im sonstigen (zonalen) Strommarkt hervorrufen können. Gleichzeitig besteht weiterer Forschungsbedarf bei der Frage, inwieweit, d. h. in welchem technischen Ausmaß und zu welchen Kosten, regionale Anreize zu einem stärkeren EE-Zubau und einer effizienteren EE-Integration durch die vereinfachte Erschließung und Nutzung dezentraler Flexibilität führen.

2.2

2.4 Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems im Kontext von Grünstrombeschaffungsstrategien der Industrie

³² vgl. Art. 22 Renewable Energy Directive (RED II, Directive (EU) 2018/2001); Art. 16 EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (Directive (EU) 2019/944); Art. 15a (2) Amendment to the RED II

Als Ergänzung zu den in Arbeitspaket 1 erarbeiteten Inhalten wurde auch die Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems im Kontext von Grünstrombeschaffungsstrategien der Industrie betrachtet. Den Ausgangspunkt bildete dabei die Regelung im Entwurf der REDII-Novelle (Artikel 19), die für alle Mitgliedstaaten grundsätzlich die Möglichkeit der Ausstellung von HKN vorsieht, unabhängig davon, ob die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom gefördert wird oder nicht. Als eine Begründung für diese Anpassung wird das Ziel der Verbreitung von erneuerbaren PPAs genannt. Dies würde jedoch eine Abkehr von der bisherigen deutschen Interpretation des in der RED II formulierten Doppelvermarktungsverbots (keine Ausstellung von HKN für geförderten erneuerbaren Strom) zur Folge haben, weswegen grundsätzliche Überlegungen zur Weiterentwicklung des Systems von Herkunftsnachweisen angestellt werden müssen. Diese sollen im Folgenden für den Stromsektor beleuchtet werden. Weiterentwicklungsoptionen des Nachweissystems für sektorübergreifende Anwendungen³³ (Strom, Gase, Wärme/Kälte) werden hier explizit nicht betrachtet.

2.4.1 Funktionsweise und Einsatzzweck von HKN

Das primäre Ziel von Herkunftsnachweisen (HKN) ist gemäß RED II (Artikel 19) die Verbraucherinformation über die Herkunft des bezogenen Stroms. Die Legaldefinition im EEG 2021 lautet entsprechend: „Herkunftsnachweis ist ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 EnWG nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde.“ Weitere Funktionen sieht der Gesetzgeber für dieses Instrument bisher nicht explizit vor. Trotzdem erfüllen HKNs in den Mitgliedstaaten bereits heute unterschiedliche Zwecke. Beispielsweise wird im niederländischen Fördersystem für erneuerbare Energien (SDE++) der jeweilige Wert für HKNs im Vergabeverfahren zur Festlegung der Förderzahlung berücksichtigt (RVO NL 2021). Unterschiedliche Einsatzzwecke von HKNs werden im Grundlagenbericht G2 des Projekts GO4Industry (Styles 2021) ausführlich diskutiert und in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4 Mögliche Einsatzzwecke von Herkunftsnachweisen (Quelle: Hamburg Institut)

Status quo	Weiterentwicklungsperspektiven		
Verbraucherinformation und Ermöglichung der Handelbarkeit von erneuerbaren Eigenschaften	Marktgesteuerte Unterstützung des EE-Ausbaus	Unterstützung des Vollzugs von energiepolitischen Instrumenten	Nutzung zu statistischen oder Monitoring-Zwecken

Aufgrund der besonderen physikalischen Eigenschaften von Strom, insbesondere bei der netzgebundenen Versorgung, ist die Nachverfolgung oder die Steuerung von bestimmten Energiemengen mit gekennzeichneten Merkmalen der Erzeugung (z. B. Energiequelle, Technologie, Anlagenalter und Anlagenstandort) faktisch nicht möglich. Während beispielsweise bei Lebensmitteln zertifizierte Produkte, mit besonderen Anforderungen beim Anbau, mit einem Siegel gekennzeichnet und damit getrennt vermarktet werden können (Segregated Supply Chain-Prinzip), bietet sich bei leitungsgebundenen Produkten das sogenannte „Book and Claim-Prinzip“

³³ Bei der Verwendung von erneuerbar erzeugtem Strom zur Elektrolyse von grünem Wasserstoff oder seinen Derivaten sowie der Einsatz im Wärme- oder Verkehrssektor, stellt sich die Frage, wie die grüne Eigenschaft angerechnet und nachgewiesen werden kann.

an. Dieses bei HKNs angewendete Prinzip funktioniert unabhängig von dem nicht nachvollziehbaren physikalischen Weg des Stroms. Die „grüne Eigenschaft“ des Stroms kann unabhängig von der erzeugten Energiemenge gehandelt werden und ermöglicht dem Endverbraucher die eindeutige Zuordnung zur Erzeugungsanlage. Eine mehrfache Vermarktung dieser Eigenschaft wird damit verhindert (Maaß 2019).

Die HKN erfüllen seit Jahren die vom Gesetzgeber verfolgten Ziele der Verbraucherinformation und die Handelbarkeit der „grünen Eigenschaft“. Allerdings hat sich der wachsende Markt für HKN über die letzten Jahre verändert. Zunehmend wird die Nachfrage nach HKNs von Unternehmen dominiert, die steigenden Anforderungen aus Nachhaltigkeitsberichterstattung und Klimaschutzstrategien ausgesetzt sind (AIB 2020). Diese Entwicklung könnte zum beschleunigten, marktbasierten Ausbau und zur Finanzierung erneuerbarer Energien beitragen (Maaß 2019). Es ergibt sich daraus ein weiterer, bisher noch nicht gesetzlich formulierter Einsatzzweck des HKN-Systems, die marktgesteuerte³⁴ Unterstützung des EE-Ausbaus. Für diesen Einsatzzweck können die folgenden Varianten unterschieden werden (Styles 2021):

- Kofinanzierung von geförderten Anlagen
- Zusatzertrag in der sonstigen Direktvermarktung
- Zusatzertrag bei vollständig über den Markt finanzierten Anlagen
- Zusatzertrag bei Weiterbetrieb von Post-EEG (bedingter Beitrag zum EE-Ausbau)

Ob die Erlöse aus der Vermarktung von HKN einen Beitrag zur Finanzierung von neuen EE-Anlagen (gefördert oder ungefördert) leisten können, hängt vor allem vom Wert der grünen Eigenschaft des Stroms ab. Dieser wird wiederum bestimmt von Angebot und Nachfrage nach HKNs mit jeweils unterschiedlichen Eigenschaften. Eine Übersicht von Einflussfaktoren auf den Preis von HKN durch unterschiedliche Attribute der Erzeugungsanlagen zeigt Tabelle 5.

³⁴ Unter „marktgesteuerte Unterstützung des EE-Ausbaus“ verstehen die Autoren auch die Kofinanzierung von geförderten Anlagen durch die Vermarktung von HKN und damit die Reduzierung der Förderzahlung durch eine marktbasierende Erlös-komponente.

Tabelle 5 Preisdifferenzierung nach HKN-Attributen (Quelle: Styles 2021, Hauser 2019)

Einflussfaktor	Erläuterung
Energiequelle	Im europäischen Markt lassen sich insbesondere für HKN aus Wind- und Solarenergieanlagen Preisauflschläge im Vergleich zur Wasserkraft beobachten; Technologiepräferenzen sind allerdings teils landesspezifisch.
Alter der Anlage	Je jünger eine nicht geförderte Anlage ist, desto höher ist der erzielbare Preis für ausgestellte HKN. „Neuanlagen“ erfahren eine eigene Preisbildung.
Herkunftsland	Im deutschen Grünstrommarkt können inländische Anlagen Preisauflschläge erzielen, entsprechende HKN sind aktuell jedoch nur in begrenztem Umfang verfügbar. Teils lassen sich auch in anderen Ländern Preisauflschläge für HKN aus inländischen Anlagen erzielen.
Förderstatus	HKN für geförderte Anlagen bzw. Strommengen sind aufgrund des EEG-Doppelvermarktungsverbots aktuell nur als Importe verfügbar; am Import von HKN aus geförderten Anlagen zeigen Marktakteure wenig Interesse.
Beschaffungsmenge	Bei der Beschaffung großer HKN-Mengen lassen sich geringere Preise pro MWh erzielen als bei kleineren Mengen. Teils kann dies eine Überbeschaffung von HKN lohnend machen; „überschüssige“ HKN können weitervermarktet oder für die Stromkennzeichnung anderer Stromprodukte als dem Grünstromprodukt verwendet werden.
Lieferzeitraum	Geringe Preisunterschiede können sich je nach Lieferjahr ergeben.
Eigentümerstruktur des HKN-Anbieters	Einige Grünstromanbieter vermeiden den Kauf von HKN von Anbietern mit Atomkraft oder fossiler Energie im Unternehmensverbund.
Umwelteinflüsse	Wetterbedingungen können einen großen Einfluss auf Produktionsmengen haben. In trockenen Jahren kann es zu einer deutlichen Verknappung von HKN-Mengen und damit zu einem Preisanstieg kommen. (Zusammenhang mit Lieferzeitraum)
Risikoverhalten	Dargebotsschwankungen (z. B. Niederschlagsmenge) führen zu vorsichtigem Angebotsverhalten bei Produzenten und Händlern von Wind- und Wasserkraft-HKN.
Markttaktisches Verhalten	Es gab immer wieder Hinweise darauf, dass es zur Mitte und zum Ende eines Jahres zu „beabsichtigten“ Angebotsverknappungen kommen kann, um HKN-Preise zu erhöhen. Konkrete Marktgespräche konnten bisher nicht belegt werden.

Historisch ist der europäische Markt für HKN allerdings gekennzeichnet durch ein Überangebot, so dass die zusätzlichen Erlöse durch die Vermarktung der HKN keinen signifikanten Beitrag bei Investitionen in neue EE-Anlagen leisten. Verstärkt wird dieser Effekt durch starke Preisschwankungen auf dem Markt, die die Prognose von zukünftigen Erlösen erschweren. Allerdings deuten aktuelle Marktanalysen (RECS 2021) darauf hin, dass sich zunehmend ein Marktgleichgewicht einstellt und vor allem für HKN aus Windenergie und Photovoltaik inzwischen die Nachfrage das Angebot übersteigt. Für den Fall, dass sich dieser Trend fortführt, können zukünftig HKN eine größere Rolle bei der marktgesteuerten Unterstützung des EE-Ausbaus einnehmen. Aus aktueller Perspektive ist jedoch eine Abschätzung der Preisentwicklung über die nächsten Jahre mit großen Unsicherheiten behaftet, da sich Veränderungen an den Rahmenbedingungen stark auf den Preis auswirken können. Beispielsweise könnte eine Ausgabe von HKN für die unter dem EEG in Deutschland geförderten Anlagen eine deutliche Ausweitung des Angebots bedeuten (siehe dazu Kapitel 2.4.4 Doppelvermarktungsverbot). Demgegenüber prüft die norwegische Regierung einen Ausstieg aus dem europäischen HKN-System (Greenfact 2021), was wiederum zu einer Verknappung auf dem HKN-Markt führen könnte.

Weitere Einsatzzwecke von HKN, wie die Unterstützung des Vollzugs von energiepolitischen Instrumenten oder die Nutzung zu statistischen oder Monitoring-Zwecken, sind perspektivisch möglich und werden ausführlich im GO4Industry Bericht (Styles 2021) diskutiert. Nachfolgend liegt der Fokus jedoch auf der marktgesteuerten Unterstützung des EE-Ausbaus.

2.4.2 Einsatz von HKN bei der Strombeschaffung in der Industrie

Die zunehmende Nachfrage nach HKN von Industrieunternehmen und Gewerbebetrieben (AIB 2020) liegt in steigenden Anforderungen aus Nachhaltigkeitsberichtspflichten oder selbstgesteckten Klimaschutzstrategien (z. B. aufgrund zunehmender Kundenanforderungen) begründet.

Für die Emissionsbilanzierung im Rahmen der Nachhaltigkeitsberichtserstattung gilt die Umstellung auf vollständigen Grünstrombezug i. d. R. als einfache und kostengünstige Maßnahme zur Minderung der „Scope 2“³⁵ Emissionen. Als freiwilliger, internationaler Bilanzierungsstandard haben sich dafür die Leitlinien des Greenhouse Gas Protocol (WRI 2015) durchgesetzt. Nach diesen Leitlinien kann das bilanzierende Unternehmen bei der Bestimmung der Emissionsfaktoren für den Strombezug zwischen dem marktbasieren und dem ortsbasierten Ansatz wählen (Hauser 2019). Beim marktbasieren Ansatz wird der Emissionsfaktor mit Hilfe des Stromlieferungsvertrags bzw. dem Ökostromprodukt (z. B. gemäß der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG) bestimmt. In diesem Fall entscheidet das Unternehmen selbst aktiv über die Art und Eigenschaften der Strombeschaffung. Als eindeutige Zuordnung des Verbrauchs zur Erzeugungsanlage und damit als Verifizierung des Emissionsfaktors dient der HKN. Beim ortsbasierten Ansatz ergibt sich der Emissionsfaktor aus dem Strommix des Landes, in dem das Unternehmen seinen Sitz hat. Dieser Ansatz spiegelt die tatsächlichen THG-Emissionen des Landes wider, stellt aber für die Unternehmen einen passiven Ansatz dar, da mit der Beschaffungsentscheidung kein Einfluss auf die Klimaschutzwirkung genommen werden kann.

³⁵ Scope 2 umfasst die mit eingekaufter Energie verursachten Emissionen (Elektrizität, Dampf, Fernwärme, Kälte). Scope 1 deckt direkte Emissionen im eigenen Unternehmen ab.

Aufgrund der Wahlmöglichkeit zwischen beiden Ansätzen³⁶ kann folgender Effekt im europäischen HKN Markt auftreten: Unternehmen, die ihren Sitz in Ländern mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien haben, können ohne zusätzliche Kosten bei ihrer Emissionsbilanzierung auf den ortsbasierten Ansatz des GHG Protocol zurückgreifen. Die Betreiber von Anlagen erneuerbarer Energien, die in diesem Land ansässig sind, können jedoch die HKN ihres erzeugten Stroms frei innerhalb der EU verkaufen, ohne dass dies dazu führen würde, dass sich der Emissionsfaktor im ortsbasierten Ansatz für das jeweilige Land verschlechtern würde. Unternehmen in einem anderen Mitgliedstaat, mit niedrigerem EE-Anteil, können diese HKN beziehen und mit dem marktbasieren Ansatz die Emissionen (Emissionsfaktor) ihres Strombezugs verringern. Folglich können die Emissionseinsparungen dieser Anlagen durch die Parallelität zweier Bilanzierungssysteme doppelt beansprucht werden, obwohl das System der Herkunftsnachweise eine eindeutige Zuordnung des Verbrauchs zur Erzeugungsanlage ermöglichen soll. Als Nebeneffekt vergrößert sich das Angebot an HKN im Markt mit entsprechenden Folgen für die Marktpreisentwicklung (vgl. Abschnitt 2.4.1).

Abhilfe könnten hier einheitliche Bilanzierungsregeln im Rahmen von Nachhaltigkeitsberichterstattung und Stromkennzeichnung schaffen. In den Leitlinien der EU-Kommission zur CSR-Berichterstattung (KOM 2019) wird zwar explizit auf die Bilanzierungsmethodik des GHG Protocol hingewiesen, der dort eröffnete Weg der ortsbasierten Bilanzierung ist allerdings weiterhin möglich und dürfte in der Praxis auch Anwendung finden (Hauser 2019). Erforderlich wäre hingegen der ausdrückliche Hinweis, dass gemäß der vom GHG-Protocol vorgesehenen dualen Bilanzierung primär der marktbezogene Ansatz³⁷ verfolgt wird und die ortsbezogene Bilanzierung zusätzlich als informatorischer Referenzwert angewendet werden soll (Hauser 2019).

Eine weitere Möglichkeit, Doppelzählungen der grünen Eigenschaft von Ökostrom zu vermeiden, wäre die konsequente Anwendung des von der AIB (Association of Issuing Bodies) vorgeschlagenen „Residual Mix-Ansatzes“ (AIB 2021), sowohl in der Stromkennzeichnung³⁸, als auch bei der Emissionsbilanzierung von Unternehmen. Der residuale Mix eines Landes ist der verbleibende Energieträgermix der Stromerzeugung, nach Abzug der entwerteten Herkunftsnachweise vom ursprünglichen Strommix im Netz der allgemeinen Versorgung (Bild 2.7) und wird von der AIB jährlich für alle Mitgliedstaaten berechnet. Der residuale Mix findet dann Anwendung, wenn der Endverbraucher Strom aus unbekannter Herkunft bezieht, d. h. die eindeutige Herkunft nicht mit HKN nachgewiesen wird. Demzufolge würde beim ortsbasierten Bilanzierungsansatz der residuale Mix den nationalen Strommix ersetzen.

³⁶ In den Leitlinien des GHG Protocol wird den Akteuren eine duale Emissionsbilanzierung empfohlen. Also die Berechnung der Emissionen mit dem ortsbasierten und mit dem marktbasieren Ansatz durchzuführen und auszuweisen. Eine Verpflichtung den marktbasieren Ansatz zu verwenden besteht jedoch nicht.

³⁷ Der marktbezogene Ansatz kann nur in liberalisierten Strommärkten angewendet werden. Für Mitgliedstaaten ohne vollständig liberalisierten Strommarkt (z.B. Stromverbraucher am Niederspannungsnetz in Bulgarien) muss der ortsbasierte Ansatz als Rückfalloption zur Verfügung stehen.

³⁸ Gemäß REDII findet der „Residual Mix-Ansatz“ bereits heute in der Stromkennzeichnung Anwendung.

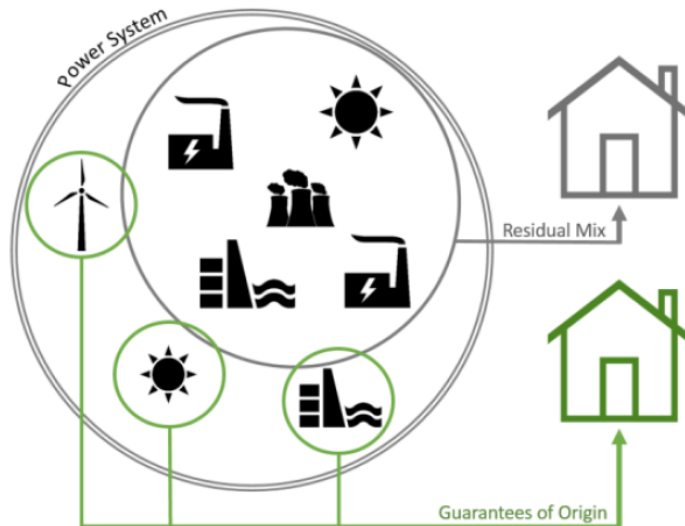


Bild 2.7 Residual Mix-Ansatz der AIB (Quelle: AIB 2021)

Die Bilanzierungsstandards des GHG Protocol im Rahmen der Nachhaltigkeitsberichterstattung sieht bisher einen Emissionsfaktor von null für jede Form von Grünstrombezug vor, unabhängig davon, ob durch den Bezug von Ökostrom ein Beitrag zur Finanzierung von neuen EE-Anlagen geleistet wird oder nicht. Beispielsweise führt der Bezug von HKN aus abgeschriebenen norwegischen Wasserkraftwerken nur bedingt zu einem zusätzlichen Klimaschutzbeitrag. Insbesondere dann nicht, wenn bei der Investitionsentscheidung für den Bau der EE-Anlage der potenzielle Wert der HKN nicht eingeflossen ist. Allerdings hängt auch bei neuen EE-Anlagen die Wirkung von HKN von deren erwartetem Wert (Preis) ab (vgl. dazu Abschnitt 2.4.1).

Aus diesem Grund haben sich für Unternehmen im Markt unterschiedliche Ambitionsniveaus für den Bezug von Grünstrom etabliert. Die internationale Unternehmensinitiative RE100 hat in ihren Leitlinien (RE100 2018) Empfehlungen ausgesprochen, wie Unternehmen die Wirkung ihrer Beschaffungsstrategie maximieren³⁹ können (vgl. Tabelle 6). Eigenversorgung oder Direktlieferverträge (PPAs)⁴⁰ mit Strom aus erneuerbaren Energien gelten dabei als die hochwertigste Form des Grünstrombezugs, da sie die bisherigen Schwächen des HKN-Marktes adressieren und Investitionen in neue EE-Anlagen anreizen. Auch für die Nutzung von herkömmlichen HKN geben die Leitlinien Orientierung für eine Verbesserung des Klimaschutzbeitrags.

³⁹ Auch wenn der Klimaschutzbeitrag des Unternehmens hierdurch verbessert wird, bedeutet das nicht zwangsläufig, dass durch die Umsetzung dieser Empfehlungen sich ein kosteneffizientes Gesamtsystem einstellen würde.

⁴⁰ Bei PPAs mit langer Laufzeit kann ein Beitrag zum EE-Ausbau auch bei sehr niedrigen HKN Preisen dadurch erreicht werden, dass durch den Abnahmevertrag die langfristigen Marktpreisrisiken abgesichert und die Finanzierungsbedingungen damit verbessert werden.

Tabelle 6 Ambitionsniveau der Grünstrombeschaffung (Quelle: RE100 2018)

Art der Beschaffung	Empfehlungen zur Maximierung der Wirkung
Eigenversorgung (onsite oder offsite)	Maximierung der Projektgröße. Projektansiedlung so nah zur Verbrauchsstelle wie praktikabel oder wo die Sichtbarkeit des Projekts Einfluss auf Andere hat. Miteinbezug von Stromspeichern. Einbehaltung der zum Projekt zugehörigen Energieattribut-Zertifikate (EACs). Unterstützung des Repowerings bestehender Projekte.
Physischer PPA (onsite oder offsite)	Maximierung der Projektgröße. Aggregation der Nachfrage anderer Käufer, um so die Kapazität des Projektes zu erhöhen.
Virtueller PPA (offsite)	Berücksichtigung neuer Projekte. Berücksichtigung großangelegter moderner EE-Projekte, die nicht notwendigerweise neu sein müssen. Berücksichtigung innovativer/aufstrebender Technologien.
Grünstrombezug	Bezug mittels langfristiger Verträge.
Unverflochtene HKNs (Anm. unverflochtene HKNs sind unabhängig von der bezogenen physischen Stromlieferung von anderen Anbietern)	Lokaler Bezug - aus derselben Region, in der das Unternehmen angesiedelt ist. Bezug von neuen Projekten. Bezug von weniger entwickelten Märkten, wenn möglich. Bezug spezifischer EE-Technologien. Zusammenarbeit mit Energieversorgern, um Grünstromtarife zu schaffen, die Strom mit den dazugehörigen HKNs bündeln.
Bezug Strommix	Beginn der Bildung einer aktiven Strategie zum Bezug von erneuerbarem Strom und Anwendung einer oder mehrerer der obenstehenden Strategien in Abhängigkeit von der gewählten Beschaffungsart.

Obwohl die Eigenversorgung mit erneuerbarem Strom bei der Grünstromversorgung von Industrie und Gewerbe eine wichtige Säule einnimmt, ist es bisher im HKN-System nicht vorgesehen für die selbst erzeugte und verbrauchte Strommenge HKN zu generieren und zu entwerfen. Demzufolge kann dieser erneuerbare Strom bei der Emissionsbilanzierung des Unternehmens

bisher nicht korrekt erfasst und nachgewiesen werden (Styles 2021). Der ursprüngliche vom Gesetzgeber definierte Einsatzzweck von HKN, für die Stromkennzeichnung durch Energieversorger müsste dafür erweitert⁴¹ werden.

Während der Nachweis der grünen Eigenschaft bei der Strombeschaffung für Unternehmen bisher weitgehend auf einer freiwilligen Basis erfolgt, könnten zukünftig neue regulatorische Anforderungen für bestimmte Branchen (z. B. Grundstoffindustrie) zu schärferen Vorgaben führen. Insbesondere betrifft das Unternehmen, die klimaneutrale Güter herstellen wollen, die auf Basis von grünem Wasserstoff oder seinen Derivaten hergestellt werden. Zu nennen ist hier der delegierte Rechtsakt zur methodischen Umsetzung des Art. 27 Abs. 3 RED II für Wasserstoff und andere strombasierte Kraftstoffe oder die EEG-Umlagebefreiung für die Wasserstoffelektrolyse in Deutschland. Auch aktuelle, in der Entwicklung befindliche Förderinstrumente, wie „Klimaschutzverträge (CCfD)“ zur Förderung von grüner Stahlherstellung, werden voraussichtlich konkrete Anforderungen an die Herkunft des Wasserstoffs bzw. des grünen Stroms stellen.

2.4.3 Stromkennzeichnung

Die Stromkennzeichnung ist auf europäischer Ebene in der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (KOM 2019a) geregelt. Demnach müssen Energieversorger in den Abrechnungen den Anteil der einzelnen Energiequellen an der vom Endkunden entsprechend dem Elektrizitätsliefervertrag erworbenen Elektrizität angeben (Kennzeichnung auf Produktebene). Zusätzlich sind u. a. Informationen über den Anteil der einzelnen Energiequellen am Gesamtenergieträgermix des Energieversorgers und Informationen über die Umweltauswirkungen (z. B. CO₂-Emissionen) auszuweisen. Für die Kennzeichnung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen müssen HKN verwendet werden, mit den in der RED II, Artikel 19 Absatz 8 (a) und (b), genannten Ausnahmen. Diese Ausnahmen betreffen nicht rückverfolgbaren oder geförderten erneuerbaren Strom, für den (z. B. in Deutschland) keine HKN ausgestellt werden dürfen.

Die europäische Stromkennzeichnung ist in Deutschland in § 42 EnWG umgesetzt. Als Besonderheit gilt hier, dass der aus der EEG-Umlage finanzierte erneuerbare Strom nach einem in § 78 EEG 2021 geregelten Mechanismus auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verteilt wird. Außerdem soll für nicht zuordenbare Strommengen der Restenergieträgermix (um entwertete HKN sowie EEG-Strommengen bereinigter deutscher ENTSO-E-Energieträgermix) verwendet werden (vgl. AIB 2021).

Diese Regelung führt allerdings dazu, dass mit fortschreitendem EE-Ausbau über das EEG der Strommix aller Energieversorger immer grüner wird, unabhängig davon, ob der EE-Anteil im Einkaufsportfolio der Versorger steigt oder dementsprechend HKN bezogen werden. Ausführlich beschrieben wird die Kritik an dieser EEG-Stromausweisung im Kapitel 1.3 „Das 100 % Problem“ der Ökostromstudie II des Umweltbundesamtes (Hauser 2019). Demnach wird bei der Beschaffung eines Ökostromproduktes einem Kunden die „grüne Eigenschaft“ für eine Strommenge zugewiesen, die stets über seinem tatsächlichen Verbrauch liegt. Dieser Effekt der nicht eindeutigen Zuweisung entsteht durch die Vermischung des marktbasiernten Bilanzierungsansatzes des HKN-Systems mit der EEG-Strom-Zuweisung, die dem ortsbasierten Ansatz ähnelt.

⁴¹ Bisher ist es in Deutschland nur für Energieversorger möglich, HKN im HKN-Register des Umweltbundesamts zu entwerfen. Es gibt jedoch keine fachlichen Gründe, die gegen eine Erweiterung des Nutzerkreises im HKN Register sprechen. In den Niederlanden und in Finnland ist dies bereits heute möglich. Allerdings erfordert dieser Schritt eine Weiterentwicklung der rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen.

Eine Umfrage im Rahmen der Ökostromstudie II (Hauser 2019) hat zudem offengelegt, dass die aktuelle Regelung der Stromkennzeichnung bei Verbrauchern nicht präsent⁴² ist und damit ihr Ziel verfehlt, Stromkunden über die Zusammensetzung ihres gelieferten Stroms zu informieren und dadurch eine bewusste Verbraucherentscheidung herbeizuführen.

Zu überdenken ist diese Regelung insbesondere dann, wenn auch in Deutschland für geförderter erneuerbaren Strom Herkunftsnachweise ausgestellt werden dürfen und außerdem die EEG-Umlage perspektivisch über Haushaltsmittel finanziert wird (vgl. Kapitel 2.4.4 Doppelvermarktungsverbot).

2.4.4 Doppelvermarktungsverbot

HKN dürfen in Deutschland gemäß § 80 und § 79 EEG 2021 nur für Strommengen aus erneuerbarer Erzeugung ausgestellt werden, wenn diese nicht nach dem EEG gefördert werden. Dahinter verbirgt sich die Idee, dass Endverbraucher die grüne Eigenschaft des Stroms bereits über die EEG-Umlage bezahlt haben und eine nochmalige Vermarktung der grünen Eigenschaft durch den Verkauf von HKN vermieden werden soll (das sogenannte „Doppelvermarktungsverbot“) (Kahl 2020).

Damit geht das deutsche Doppelvermarktungsverbot deutlich über die europarechtliche Regelung in Artikel 19 Abs. 2 RED II hinaus. Dort wird lediglich gefordert, dass dieselbe Einheit von Energie aus erneuerbaren Quellen nur einmal berücksichtigt wird. Eine Ausstellung von HKN für geförderte Anlagen ist dabei europarechtlich sogar der Regelfall und lediglich an die Voraussetzung geknüpft, dass der Marktwert des HKN in der Förderzahlung berücksichtigt wird. Dies ist nach der Richtlinie der Fall, wenn:

- „die finanzielle Förderung im Rahmen einer Ausschreibung oder eines Systems mit handelbaren grünen Zertifikaten gewährt wird, oder
- der Marktwert der Herkunftsnachweise bei der verwaltungsmäßigen Festlegung der Höhe der finanziellen Förderung berücksichtigt wird, oder
- die Herkunftsnachweise nicht unmittelbar dem Produzenten, sondern einem Versorger oder Verbraucher ausgestellt werden, der die Energie aus erneuerbaren Quellen entweder unter Wettbewerbsbedingungen oder im Rahmen eines langfristigen Vertrags über den Bezug von erneuerbarem Strom kauft.“

Aktuell machen außer Deutschland und Irland die meisten anderen Mitgliedstaaten von dieser Regelung Gebrauch und geben HKN für geförderten Strom aus erneuerbarer Erzeugung aus. In einigen Mitgliedstaaten (Frankreich, Portugal, Kroatien und Luxemburg) werden die HKN über staatlich organisierte Auktionen vermarktet (Styles 2021). Die erzielten Erlöse können eingesetzt werden, um die Förderkosten zu senken oder um das Fördervolumen auszuweiten.

Aus der strengen deutschen Ausprägung des Doppelvermarktungsverbots ergeben sich hingegen mehrere Nachteile. Zum einen entstehen durch diese Regelung bilanzielle Inkonsistenzen in Verbindung mit der Stromkennzeichnung und das vermutete Bedürfnis der Verbraucher, dass die über die EEG-Umlage bezahlte grüne Eigenschaft auch auf der Stromrechnung auftaucht, konnte in Umfragen nicht bestätigt werden (vgl. 2.4.3). Zum anderen wird durch diese Regelung eine künstliche Verknappung von Grünstrom im deutschen Markt erzeugt. Dies äußert sich u. a. darin, dass Deutschland bereits heute zu den größten Importeuren im europäischen HKN-Markt

⁴² Nur 16 % der deutschen Verbraucher kennen überhaupt ihre Stromkennzeichnung.

gehört (Bild 2.8). Zudem wird durch die fehlende Vermarktungsmöglichkeit der grünen Eigenschaft der Förderbedarf der EE-Anlagen unnötig erhöht.

Insbesondere vor dem Hintergrund stark wachsender Nachfrage an Grünstromversorgung der Industrie und dem zu erwartenden zusätzlichen Bedarf für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten könnte eine Abkehr vom deutschen Sonderweg ein geeigneter Ansatzpunkt für eine Weiterentwicklung zu einer marktgesteuerten Unterstützung des EE-Ausbaus sein. Dabei müssten allerdings auch mögliche Nebeneffekte berücksichtigt werden, die wiederum der angestrebten Stärkung von PPAs entgegenstehen könnten (siehe unten).

Veränderte Rahmenbedingungen geben zudem Anlass, die ursprüngliche Begründung für die deutsche Ausprägung des Doppelvermarktungsverbots zu hinterfragen: Einerseits ist aufgrund der inzwischen eingeführten teilweisen bzw. der angekündigten vollständigen Haushaltsfinanzierung der EEG-Umlage die Zuordnung der EEG-Zahlungen vom Endverbraucher zur erneuerbaren Erzeugung nicht mehr möglich und der Umverteilungsmechanismus nach § 42 EnWG damit hinfällig. Andererseits wird der überwiegende Teil der Förderung inzwischen über Ausschreibungen vergeben, so dass bei Neuanlagen der Marktwert der HKN berücksichtigt würde und jedenfalls für diese Fallgruppe eine Überförderung damit ausgeschlossen wäre.

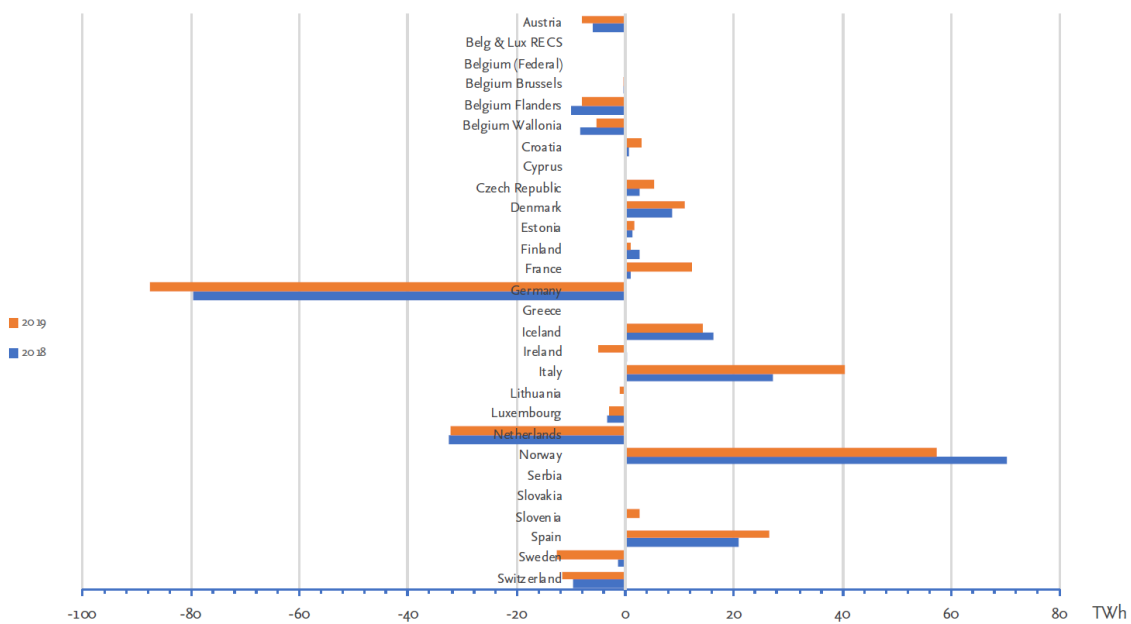


Bild 2.8 Nettoimporteure und Nettoexporteure von HKN in Europa (Stand 2019) (Quelle: AIB 2020)

Darüber hinaus wird im aktuellen Entwurf der RED II Novelle vorgeschlagen, dass Mitgliedsstaaten zukünftig nicht mehr die Option haben sollen, keine HKN für geförderte erneuerbare Stromerzeugung auszustellen.⁴³ Begründet wird dies mit einer angestrebten Stärkung von PPAs.

Ob eine nationale Umsetzung der Pflicht zur Gewährung von HKN allein für bestimmte geförderte Anlagenkohorten (z. B. nur für Neuanlagen) rechtlich zulässig wäre, wird in Abschnitt 3.5.6 weiter erläutert. Unabhängig von deren rechtlichen Zulässigkeit würde eine Regelung, nach der HKN nur für Neuanlagen ausgestellt werden, dazu führen, dass das zusätzliche Angebot an

⁴³ siehe Kommissionsvorschlag vom 14.7.2021 COM(2021) 557 final - 2021/0218(COD), S. 14

neuen HKN auf dem europäischen Markt langsam anwächst. Im Idealfall würde sich aufgrund der zu erwartenden steigenden Nachfrage ein Marktgleichgewicht (insbesondere für deutsche HKN) einstellen und die Preise für HKN würden sich weiter stabilisieren. Folglich besteht in diesem Fall die Chance, dass HKN in absehbarer Zeit einen substanziellen Beitrag zum marktgesteuerten EE-Ausbau leisten. Wären hingegen auch Bestandsanlagen betroffen, so würde bei einer freien Vermarktung dieser HKN der Markt förmlich geflutet, mit dem Ergebnis, dass der HKN-Preis auf absehbare Zeit einbricht. Eine mögliche Marktentwicklung, die dem entgegenwirken könnte, wäre eine stärkere Preisdifferenzierung zwischen HKN von Neuanlagen, die deutlich im Wert steigen und HKN von Bestandsanlagen, die nahezu wertlos sind.

Eine weitere Ausgestaltungsvariante wäre die optionale Ausstellung von HKN für Strom aus geförderten Bestandsanlagen und die damit verbundene, vergütungsmindernde Berücksichtigung des Marktwertes entsprechend den europarechtlichen Vorgaben (Kahl 2020). Die Betreiber der Bestandsanlagen, die diese Option wahrnehmen, könnten auch verpflichtet werden, dass die HKN zentral über eine staatlich organisierte Auktion vermarktet werden und der erzielte Wert als ein Teil der bestehenden Förderung zurückvergütet wird. Damit wäre für Bestandsanlagenbetreiber der Anreiz gering, diese Option wahrzunehmen, sofern die erwartete Marktprämienzahlung größer ist, als der Erlös aus der Vermarktung der HKN. Erst bei hohen Marktwerten und damit niedriger Marktprämienzahlung (und einer Marktprämie von null) entstünde ein Anreiz, da dann tatsächlich Zusatzerlöse aus den HKN realisiert werden könnten. Ein befürchteter Preisverfall auf dem HKN-Markt würde voraussichtlich ausbleiben bzw. gemildert. Allerdings müsste in diesem Fall geprüft werden, ob die dann entstehenden Windfall-Profits den Vorgaben der RED II entsprechen. Anderenfalls müsste das Design so ausgestaltet sein, dass der zurückgezahlte Erlös aus der HKN-Auktion nicht größer sein darf als die Höhe der jeweiligen Marktprämie.

Alternativ könnten HKN für Strom aus geförderten Bestandsanlagen verpflichtend ausgegeben (so wie es der derzeitige Kommissionsentwurf für die Neufassung der RED II Richtlinie vorsieht) und in einer staatlich organisierten Auktion mit Mindestpreis oberhalb des bisherigen Preisniveaus (z. B. 3-5 EUR/MWh) vermarktet werden. Damit würde ebenfalls ein Preisverfall vermieden, da anfangs keine oder nur wenige Bestands-HKN nachgefragt würden (z. B. wegen besonderer Eigenschaften, wie Windpark vor Ort in der Gemeinde). Wenn sich mit der Zeit das Preisniveau für Neuanlagen an den Mindestpreis von Bestandsanlagen angleicht oder ihn übersteigt, würden auch mehr Bestands-HKN nachgefragt. Allerdings kann mit diesem Preis auch bereits ein direkter oder indirekter Beitrag zu Finanzierung des EE-Ausbau geleistet werden. Das eigentliche Ziel wird damit erreicht.

Für das Neuanlagensegment mit Förderung außerhalb der Ausschreibung muss eine ähnliche Lösung wie für die Bestandsanlagen gefunden werden, da auch hier nach den unionsrechtlichen Vorgaben die Förderzahlung um den Marktwert der HKN vermindert werden muss. Allerdings besteht hier im Gegensatz zu den Bestandsanlagen kein Risiko, dass aufgrund der großen Anzahl der Anlagen ein Preisverfall der HKN droht.

Die von der EU-Kommission mit ihrem Änderungsvorschlag angestrebte Stärkung des PPA-Marktes darf hinterfragt werden. Für den Fall, dass die für geförderte Anlagen ausgegebenen HKN auf dem Markt nur geringe Preise erzielen, wird aus Perspektive des Industrieunternehmens mit diesem PPA kein nennenswerter Beitrag zum EE-Ausbau geleistet. Auch die Funktion der Absicherung der langfristigen Marktpreisrisiken durch den PPA entfällt hier, da diese Absicherungsfunktion bereits durch die Förderung erfüllt wird. Die eigentliche Idee des PPAs, als hochwertigste Form der Grünstrombeschaffung für Unternehmen (vgl. Tabelle 6), ist damit hinfällig. Ein glaubwürdiges Engagement für den Klimaschutz wird damit nicht erreicht.

Erwirtschaften diese HKN auf dem Markt jedoch mittelfristig substanzielle Erträge, kann bereits mit dem Erwerb dieser HKN ein signifikanter Beitrag zum EE-Ausbau geleistet werden. Ein aus Sicht des Nachfragers riskanter Abschluss eines langfristigen PPAs mit verpflichtender Abnahme eines EE-Stromprofils und hohen Transaktionskosten ist nicht mehr nötig, um die Nachhaltigkeitsanforderungen zu erfüllen. Voraussichtlich wäre die bevorzugte Strombeschaffungsform des Industrieunternehmens dann eine strukturierte Beschaffung mit maximal 3 bis 5 Jahren Vorlauf über den Großhandelsmarkt und die Grünstellung der Strommenge mit den hochwertigen deutschen HKN. In diesem Fall stellt sich sogar die Frage, ob für Unternehmen, die mit dem Abschluss eines PPAs keine langfristige Absicherung des Strompreises verfolgen, sondern damit ausschließlich ihre Klimaschutzziele erfüllen wollen (das betrifft den überwiegenden Teil der deutschen Industrie), der Abschluss von PPAs (auch für ungefördernte Neuanlagen) überhaupt noch attraktiv ist oder ob der PPA-Markt dann tendenziell schrumpft. Allerdings könnten ungefördernte EE-Anlagen durch die zusätzlichen Erlöse über die Vermarktung der HKN dann auch zu einem größeren Teil rein marktbasierend finanziert werden und sind möglicherweise auch nicht mehr auf eine Absicherung des Marktpreisrisikos angewiesen⁴⁴ bzw. können ihren Strom über Utility-PPAs⁴⁵ oder Börsenterminprodukte vermarkten.

2.4.5 Zusammenfassung energiewirtschaftliche Diskussion HKN

Der Bedarf der deutschen Industrie an hochwertigem⁴⁶ Grünstrom wird auf absehbare Zeit ansteigen. Die Beschaffung von Grünstrom über langfristige Direktlieferverträge (PPAs) von ungefördernten Neuanlagen ist mittelfristig nur eine Option für wenige Großunternehmen (vgl. dazu Papier „Weiterentwicklung Grünstromvermarktung“). Mit der Ausgabe von HKN für Strom aus geförderten EEG-Anlagen würde die Voraussetzung geschaffen, dass bei zukünftig steigendem Marktpreis für HKN, einerseits die Industrie mit hochwertigen, nationalem Grünstrom versorgt werden kann und andererseits dadurch ein signifikanter Beitrag zur Unterstützung des EE-Ausbaus geleistet wird, indem die Vermarktungserlöse aus den HKN die Förderkosten verringern. Für den Fall, dass die HKN-Preise langfristig auf sehr niedrigem Niveau verharren, würden durch die Maßnahme allerdings keine nennenswerten Effekte ausgelöst. Für Industrieunternehmen, die ambitionierte Klimaziele erfüllen müssen, dürften HKN aus geförderten EE-Anlagen mit vernachlässigbarer Klimaschutzwirkung kaum ausreichen, um die an sie gestellten Anforderungen zu erfüllen.

Die fachliche Begründung, die bei der Einführung der strengen deutschen Ausprägung des Doppelvermarktungsverbots angeführt wurde, ist aufgrund veränderter Rahmenbedingungen heute so nicht mehr anwendbar. Insbesondere dann nicht, wenn das EEG vollständig über Haushaltsmittel finanziert wird, da eine Zuordnung der „grünen Eigenschaft“ aus den geförderten Erzeugungsanlagen zum stromverbrauchenden Endkunden über die Proportion der gezahlten EEG-Umlage faktisch nicht mehr möglich ist. Da sich jedoch dadurch die finanzielle Belastung des

⁴⁴ Hierbei muss beachtet werden, dass die Erlöse aus der Vermarktung des Stroms und der HKN ohne Absicherung der Marktpreis-schwankungen mit großen Unsicherheiten behaftet sind und sich deshalb auf die Finanzierungskosten auswirkt. Irgendeine Form der Absicherung ist deshalb wahrscheinlich.

⁴⁵ Utility-PPAs sind langfristige Abnahmeverträge mit Energieversorgungsunternehmen.

⁴⁶ Als „hochwertiger“ Grünstrom wird in diesem hier – angelehnt an Anforderungen, die sich Unternehmen im Rahmen ihrer Nachhaltigkeitsziele heute teilweise auferlegen – eine Strombezugsform von Unternehmen verstanden, die direkt oder indirekt einen Beitrag zum EE-Ausbau leistet. Dafür muss der Preis für HKN zukünftig so weit ansteigen, dass durch die Vermarktungserlöse der HKN ein substanzieller Beitrag zur Finanzierung der EE-Anlage geleistet werden kann.

Endkunden nicht merklich verändert, birgt diese Maßnahme ein gewisses Skandalisierungspotenzial, da möglicherweise das Gerechtigkeitsempfinden von Stromverbrauchern (die für den Grünstrom zahlen, aber keinen mehr (bilanziell) geliefert bekommen) gestört ist, was bisher aber eben gerade ein Argument für das deutsche Doppelvermarktungsverbot war. Es stünde die Kritik im Raum, dass Industriestromkunden zu einem „Greenwashing“ verholphen wird, da sie vom Steuerzahler subventionierten Grünstrom erhalten ohne selbst einen Zusatzbeitrag zum EE-Ausbau zu leisten. Vielmehr würde sich lediglich der bilanzielle Grünstrom-Anteil von Haushaltskunden mit Graustromtarif verringern (ggf. bis auf 0 %) zugunsten günstiger, von der Industrie nachgefragter HKN. Dem steht jedoch gegenüber, dass in fast allen anderen EU-Staaten dies bereits gängige Praxis ist und außerdem die Umfrage aus der Ökostromstudie II (Hauser 2019) gezeigt hat, dass nur ein sehr geringer Anteil der Stromkunden überhaupt die Stromkennzeichnung kennt. Ausgehend vom letzteren könnte der oben ausgeführten „Greenwashing“-Kritik entgegnet werden, dass allen Stromkunden die Möglichkeit offensteht, Tarife mit höherem Grünstrom-Anteil nachzufragen, wofür ihre Lieferanten dann auch auf die HKN aus steuerfinanzierten EE-Anlagen zurückgreifen könnten.

Dass die im Entwurf der RED II Novelle angedachte verpflichtende Ausgabe von HKN für geförderte Anlagen in allen Mitgliedstaaten zu einer deutlichen Ausweitung des Angebots von PPAs führt (so wie vom Unionsgesetzgeber beabsichtigt), halten wir für unwahrscheinlich. Dies ist allerdings für die Grünstromversorgung der Industrie auch nicht zwingend nötig.

Wie sich die nationale Umsetzung dieser Maßnahme auf die Wertentwicklung von HKN auswirkt, hängt stark von der konkreten Ausgestaltung ab. Bei entsprechendem Design ist es möglich, auch bei Ausgabe von HKN für Bestandsanlagen, den vorübergehenden Preisverfall zu vermeiden. Möglicherweise setzt sich dann auf dem Markt eine Preisdifferenzierung von HKN unterschiedlicher Güte durch. In diesem Fall könnten in der Übergangsphase für Neuanlagen⁴⁷ deutlich höhere HKN-Preise erzielt werden, wodurch ein zusätzlicher Beitrag zum EE-Ausbau geleistet werden könnte.

In diesem Zusammenhang müsste auch die deutsche Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG überarbeitet werden. Der EEG-Strom-Umverteilungsschlüssel würde entfallen und die Ausweisung von Grünstrom würde vollständig auf einem eindeutigen HKN-System basieren.

Eine Erweiterung des Nutzerkreises des deutschen HKN-Registers, so dass auch Unternehmen, die keine Energieversorger sind, HKN aus PPAs und Eigenversorgung beantragen und entwerfen können, würde den neu entstandenen Anforderungen an das HKN-System entsprechen. Auf dieser Basis hätten Unternehmen eine sichere Rechtsgrundlage zur Beanspruchung der Grünstromeigenschaft für ihre Nachhaltigkeitsberichterstattung. In anderen europäischen Ländern ist dies bereits heute möglich.

Die Gefahr von Doppelzahlungen der Grünstromeigenschaft könnte verringert werden, wenn im Rahmen der Nachhaltigkeitsberichterstattung (CSR-Richtlinie) bei der Emissionsbilanzierung von Unternehmen in allen Mitgliedstaaten der marktbezogene Ansatz für den Strombezug (Scope 2) angewendet wird. In Ergänzung müsste bei der Ausweisung der Scope 2 Emissionen nach dem ortsbasierten Ansatz der residuale Mix (der um HKN bereinigte nationale Strommix) angegeben werden. Diese Maßnahme könnte ohne fachlich erkennbare Nachteile umgesetzt werden.

⁴⁷ Als Besonderheit einer „Neuanlage“ ist hier zu verstehen, dass der erwartete Wert der HKN bereits in die Finanzierungsentscheidung eingeflossen ist und bei der Bestimmung der Förderung (z.B. über Ausschreibungen) berücksichtigt wurde. Demgegenüber steht die Bestandsanlage, die schon vor Umstellung des nationalen HKN-Systems gebaut wurde.

Eine rechtliche Einordnung einer möglichen Lockerung des Doppelvermarktungsverbots erfolgt im folgenden Abschnitt.

2.4.6 Rechtliche Bewertung: Lockerung des Doppelvermarktungsverbots bzgl. HKN zugunsten neuer EE-Anlagen

Herkunftsnachweise (HKN) können für Strom aus erneuerbaren Energien ausgestellt werden, vgl. § 79 EEG 2021 und machen die grüne Eigenschaft von Strom aus erneuerbaren Energieträgern sichtbar. Die Regelung beruht auf unionsrechtlichen Vorgaben, wobei Deutschland seinen diesbezüglichen Umsetzungsspielraum dahingehend ausgenutzt hat, dass HKN nur für diejenigen Grünstrommengen ausgestellt werden dürfen, die *nicht* bereits nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, vgl. § 79 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021. Diese Regelung dient dem Schutz der Verbraucherinnen und Verbraucher: Der über die EEG-Umlage geleistete Beitrag zur Finanzierung des Ausbaus von erneuerbaren Energien soll auch bei Graustromprodukten auf der Stromrechnung sichtbar werden.⁴⁸ Spiegelbildlich soll zum anderen den Anlagenbetreibern verwehrt werden, durch die (zusätzliche) Ausstellung von HKN für EEG-geförderten Strom, die betroffenen Strommengen doppelt vermarkten zu können (sog. Doppelvermarktungsverbot, vgl. § 80 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2021). Insoweit stellt die in § 79 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 80 Abs. 2 EEG 2021 geregelte ausschließliche Alternativität von Herkunftsnachweisen und EEG-Förderung eine besondere Ausprägung des allgemeinen Doppelvermarktungsverbot dar.⁴⁹

Vor dem Hintergrund, dass im Rahmen des Corona-Konjunkturpakets ab 2021 erstmals die EEG-Förderung zu einem gewissen Anteil auch aus Haushaltsmitteln des Bundes finanziert wird,⁵⁰ trägt die bisherige Begründungslogik das HKN-spezifische Doppelvermarktungsverbot nicht mehr vollständig. Verschiedene Akteure haben vorgeschlagen, die Steuerfinanzierung der EEG-Umlage stufenweise auszubauen, bis sie vollständig durch Haushaltsmittel getragen wird. Als Gegenfinanzierung sollen die steigenden Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung herangezogen werden.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass eine Anschubfinanzierung für EE-Anlagen, die ursprüngliches Ziel der EEG-Förderung war, mehr als 15 Jahre nach Einführung des EEG nicht mehr im selben Maß erforderlich ist. Insoweit haben sich die Investitionsbedingungen inzwischen deutlich verbessert.

Dies führt zu der Überlegung, ob das Doppelvermarktungsverbot bei Neuanlagen in Bezug auf HKN gelockert werden sollte, um Marktintegration erneuerbarer Energien weiter zu stärken. Der alleinige Fokus auf neue Anlagen beruht darauf, dass der Wert der HKN bei den Geboten in den Ausschreibungen bzw. bei der Festsetzung der Einspeisevergütung für kleine Anlagen be-

⁴⁸ Vgl. BT-Drs. 15/2327, S. 41.

⁴⁹ Die beiden Regelungen sind im Zusammenhang zu betrachten: § 80 Abs. 2 S. 1 EEG enthält dabei seinem Wortlaut nach ein Weitergabeverbot für HKN, das insbesondere eine Weitergabe zum Zwecke der Grünstromvermarktung untersagt, vgl. dazu Kröger, Theobald/Kühling, Energierecht, Stand: 110. EL Januar 2021, Rn. 8-10 m.w.N. Zusammen mit § 79 EEG konkretisiert diese Regelung ihrem Zweck nach aber letztlich das Doppelvermarktungsverbot in § 80 Abs. 2 EEG, vgl. dazu Kahl/Kahles, Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf der Industrie - Neue Rechtslage und Reformoptionen, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 50 vom 05.08.2020, S. 5.

⁵⁰ Vgl. die Verordnung der Bundesregierung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV), BT-Drs. 19/19381, in der vom Ausschuss für Wirtschaft und Energie geänderten Fassung, BT-Drs. 19/20653, die der Bundestag am 7.7.2020 angenommen hat, sowie die Bereitstellung von zusätzlichen Mitteln für den Energie- und Klimafonds zur Begrenzung der EEG-Umlage im zweiten Nachtragshaushaltsgesetz für 2020, BT-Drs. 19/20000, in der vom Haushaltsausschuss geänderten Fassung, BT-Drs. 19/20601.

rücksichtigt werden kann. Würde das Doppelvermarktungsverbot für Bestandsanlagen abgeschafft, könnte es hingegen zu einer Überförderung kommen, weil sich durch die HKN zusätzliche Erlöse ergeben.

Dabei stellt sich allerdings auch die Frage, ob Betreiber von Bestandsanlagen durch eine Regelung lediglich zugunsten von Neuanlagenbetreibern in ihren Rechten verletzt werden bzw. zu ihren Gunsten eine entsprechende Anpassung verlangen können.

Hierzu erfolgt in den nächsten Abschnitten eine erste überblicksartige rechtliche Bewertung, wobei allein das Gegenüber von Neuanlagen und solchen Bestandsanlagen betrachtet wird, die sich noch in Förderung befinden. Nicht Thema ist hingegen die rechtliche Situation für sogenannte Post-EEG-Anlagen, deren Förderung durch das EEG bereits abgelaufen ist.

2.4.6.1 Unionsrechtlicher Rahmen

Für die rechtliche Situation der EE-Anlagenbetreiber in Bezug auf mögliche Förderungen, insbesondere die Gewährung von HKN ist die Erneuerbare-Energie-Richtlinie (EE-RL)⁵¹ maßgebliche Grundlage.

Gemäß Art. 19 Abs. 2 UAbs. 1 S. 1 EE-RL besteht grundsätzlich die Verpflichtung, einem Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen auf seine Anfrage einen HKN auszustellen. Im Fall eines Produzenten, der finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, soll hiervon allerdings abgewichen werden – dies mit Blick auf den (zusätzlichen) Marktwert des HKN. Denn Art. 19 Abs. 2 UAbs. 2 EE-RL enthält den Grundsatz, dass dieselbe Einheit von Energie aus erneuerbaren Quellen nur einmal berücksichtigt werden darf.

Art. 19 Abs. 2 UAbs. 3 EE-RL bestimmt, dass bei gleichzeitiger Gewährung von finanzieller Förderung aus einer Förderregelung und Herkunftsnachweis der Marktwert des HKN im Rahmen der betreffenden Förderregelung gebührend berücksichtigt werden muss. Dass der Marktwert des Herkunftsnachweises gebührend berücksichtigt wurde, wird gemäß Art. 19 Abs. 2 UAbs. 4 EE-RL angenommen, wenn die finanzielle Förderung im Rahmen einer Ausschreibung oder eines Systems mit handelbaren grünen Zertifikaten gewährt wird (lit. a)), *oder* der Marktwert der HKN bei der verwaltungsmäßigen Festlegung der Höhe der finanziellen Förderung berücksichtigt wird (lit. b)), *oder* die HKN nicht unmittelbar dem Produzenten, sondern einem Versorger oder Verbraucher ausgestellt werden, der die Energie aus erneuerbaren Quellen entweder unter Wettbewerbsbedingungen oder im Rahmen eines langfristigen Vertrags über den Bezug von erneuerbarem Strom kauft (lit. c)).

Der Umstand, dass Art. 19 Abs. 1 EE-RL grundsätzlich eine Pflicht der Mitgliedstaaten statuiert, HKN auszustellen und demgegenüber die Ausnahme bereits geförderter Anlagen von diesem Grundsatz lediglich als „Option“ gestaltet worden ist, zeigt, dass das Nebeneinander beider Fördermöglichkeiten – die EEG-Förderung einerseits und die Gewährung von HKN andererseits – als vorrangige Lösung unionsrechtlich gewollt ist.

Bereits bei der letzten Novellierung des Art. 19 EE-RL wurde darüber diskutiert, ob die Mitgliedstaaten künftig auch für geförderten EE-Strom HKN ausstellen *müssen*. Nach der alten Fassung

⁵¹ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. Nr. L 328 v. 21.12.2018, S. 82-209, Teil des EU-Gesetzespakets „Saubere Energie für alle Europäer“

der Norm war die Gewährung eines HKN neben einer bestehenden Förderung als freiwillige Option ausgestaltet.⁵² Letztlich wurde dieses Konzept (noch) beibehalten, sodass nach derzeitiger Fassung des Art. 19 Abs. 2 UAbs. 1 S. 1, UAbs. 3 und 4 EE-RL ein Mitgliedstaat weiterhin beschließen kann, einem Produzenten, der bereits finanzielle Förderung aus einer Förderregelung erhält, keinen Nachweis auszustellen. Schon diese Diskussion über eine Ausgestaltung als Pflicht zeigt, wie sehr sich der Grundlage verändert hat, auf der HKN und Förderung bislang gegenübergestellt waren bzw. einem Trade-off unterlagen. Im aktuellen Vorschlag der EU-Kommission zur Reform u.a. der EE-RL ist die Einführung einer Pflicht zur Gewährung von HKN auch für geförderte Anlagen erneut aufgegriffen und wird mit den ebenfalls beabsichtigten Neuerungen im Zusammenhang mit Strombezugsverträgen (Power-Purchase-Agreements – PPA) begründet.⁵³

Damit ist eine gleichzeitige Gewährung von finanzieller Förderung nach EEG und Ausstellung von HKN unter unionsrechtlichen Gesichtspunkten zulässig, sofern die zusätzlichen Bedingungen erfüllt werden.

Die Regelung in Art. 19 Abs. 2 UAbs. 4 lit. a) EE-RL zeigt dabei, dass (jedenfalls aus Sicht des Unionsgesetzgebers) der Schutz der Verbraucherinnen und Verbraucher vor doppelter finanzieller Inanspruchnahme – durch Zahlung der EEG-Umlage einerseits und eines höheren Preises für Grünstrom andererseits –, der das wesentliche Ziel des Doppelvermarktungsverbots darstellt (vgl. Art. 19 Abs. 2 UAbs. 2 und Erwägungsgrund 55),⁵⁴ ausreichend dadurch gewährleistet werden kann, dass der Marktwert des HKN im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens für EEG-Förderung berücksichtigt wird. Dies dürfte maßgeblich von der Überlegung getragen sein, dass der Bieterwettbewerb um die in der Gesamtsumme begrenzte EEG-Förderung dazu führt, dass die bietenden (Neu)Anlagenbetreiber den anzusetzenden Wert eines (künftig) gewährten HKN bei ihrem Gebot berücksichtigen und die Finanzierungshilfe im Ergebnis um diesen Betrag sinkt. Dadurch, dass im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens für die EEG-Förderung der Marktwert gewährter HKN eingepreist wird, wird also eine doppelte Förderung auf Kosten der Endverbraucherinnen und -verbraucher verhindert.

Die Regelung des Art. 19 Abs. 2 UAbs. 4 lit. b) EE-RL zeigt allerdings auch, dass eine zeitgleiche Gewährung beider Vorteile für geförderte Bestandsanlagen genauso wie für Neuanlagen möglich sein soll, wobei die Fördersumme (nachträglich) mit Blick auf den Marktwert des gewährten HKN entsprechend durch die Behörde angepasst werden muss.

Der unionsrechtliche Hintergrund unterscheidet also zwischen den Fallgruppen Neuanlagen und Bestandsanlagen nur insoweit, als die Art und Weise, wie der Marktwert des HKN bei einer zeitgleich gewährten finanziellen Förderung berücksichtigt werden kann, anders geregelt ist. Davon abgesehen stehen jedoch beide Fallgruppen im Rahmen des Art. 19 EE-RL unterschiedslos nebeneinander.

2.4.6.2 Verletzung von Rechten der Bestandsanlagenbetreiber

Eine Lockerung des Doppelvermarktungsverbot nur zugunsten von Neuanlagenbetreibern, nicht jedoch zugunsten von Bestandsanlagen birgt die Gefahr, dass letztere dadurch benachteiligt werden. Die Neuregelung der §§ 79, 80 EEG 2021 insoweit könnte also zum einen gegen den in Art. 3 Abs. 1 Grundgesetz (GG) enthaltenen Gleichbehandlungsgrundsatz, ggf. ergänzt durch

⁵² Vgl. Kahl/Kahles, Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf der Industrie - Neue Rechtslage und Reformoptionen, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 50 vom 05.08.2020, S. 10 m.w.N.

⁵³ Vorschlag vom 14.07.2021, COM(2021) 557 final, 2021/0218 (COD), S. 14.

⁵⁴ Vgl. zur deutschen Regelung Kröger, in: Theobald/Kühling, Energierecht, Stand: 110. EL Januar 2021, § 80 EEG 2017, Rn. 1.

die Berufs- und Wettbewerbsfreiheit in Art. 12 GG⁵⁵, zum anderen gegen das unionsrechtliche Diskriminierungsverbot insbesondere im Rahmen der Warenverkehrsfreiheit (Art. 29 AEUV) verstoßen. Auch ein Konflikt mit dem EU-Beihilferecht (Art. 107 ff. AEUV) kommt insoweit in Betracht, als eine nicht gerechtfertigte Wettbewerbsverfälschung drohen könnte.⁵⁶

Eine Ungleichbehandlung von im Wesentlichen gleichgelagerter Sachverhalte bedarf im Rahmen der oben genannten Normen eines sachlichen Grundes, darf also nicht willkürlich sein und muss auch im Übrigen verhältnismäßig sein.⁵⁷ Bei der Frage, inwieweit Differenzierungen gerechtfertigt sind, kann u.a. der unionsrechtliche Rahmen eine Rolle spielen.⁵⁸

Mit Blick auf die Bestimmungen der EE-RL spricht vieles dafür, dass kein hinreichender sachlicher Grund dafür vorliegt, zwischen Bestandsanlagen und Neuanlagen zu differenzieren, wenn sich der Gesetzgeber einmal dafür entschieden hat (gemäß dem Grundsatz von Art. 19 Abs. 1 EE-RL) die Gewährung von HKN neben weiteren Förderungen zuzulassen, bzw. dafür entscheidet, von einer Ausnahmeregelung im Sinne des Art. 19 Abs. 1 UAbs. 1 S. 2 EE-RL abzusehen. Unter der Prämisse, dass für beide Fallgruppen eine Berücksichtigung des Marktwertes des HKN bei der Bemessung der daneben gewährten Förderung (theoretisch) möglich ist, dürfte der Wortlaut der EU-Norm dahingehend zu verstehen sein, dass es sich nicht um wesentlich ungleiche handelt, sondern im Gegenteil um im Wesentlichen gleichgelagerte Sachverhalte.

Dabei kommt es – wie auch Art. 19 Abs. 2 UAbs. 4 lit. a) und lit. b) i.V.m. Art. 19 Abs. 2 UAbs. 2 EE-RL zeigen – allein darauf an, dass bei einer zeitgleichen Gewährung von HKN und finanzieller Förderung der Marktwert des HKN ausreichend berücksichtigt ist, um eine doppelte Inanspruchnahme der Verbraucherinnen und Verbraucher zu verhindern. Sofern dies sowohl für Neuanlagen als auch für Bestandsanlagen gewährleistet ist, dürfte es im Rahmen der EU-rechtlichen Regelung keine Rechtfertigung mehr für eine Differenzierung geben.

Vor dem unionsrechtlichen Hintergrund spricht daher vieles dafür, dass das Doppelvermarktungsverbot nach §§ 79, 80 EEG 2021 also zugunsten beider Fallgruppen gelockert werden müsste, um nicht mit Gleichbehandlungssatz und Diskriminierungsverbot in Konflikt zu treten. Eine Differenzierung für Bestandsanlagen würde lediglich insoweit möglich bzw. notwendig, als für sie – anders als für Neuanlagen – eine Regelung dazu geschaffen werden muss, wie bei der Berechnung der (zukünftig zu zahlenden) Förderbeträge der Marktwert des HKN einzubeziehen ist.

Diese rechtliche Bewertung ist allerdings nicht eindeutig und die betreffende Rechtsfrage muss letztlich als offen angesehen werden. Denn anders als die hier vertretene Ansicht käme es auch in Betracht, Art. 19 Abs. 2 UAbs. 4 lit. a) und lit. b) i.V.m. Art. 19 Abs. 2 UAbs. 2 EE-RL so zu verstehen, dass die Normen den Mitgliedstaaten einen derart großen Umsetzungsspielraum gewähren, dass sie die Fallgruppen von Neuanlagen und Bestandsanlagen unabhängig voneinan-

⁵⁵ Vgl. zur Eröffnung des Schutzbereichs von Art. 12 GG für wettbewerbliche Marktaktivitäten allgemein: Kühling, in: Ehlers/Fehling/Pünder, Besonderes Verwaltungsrecht Bd. 1, 4. Aufl. 2019, § 30 B.II.5.a) Rn. 15 m.w.N.

⁵⁶ Vgl. allgemein Kühling, in: Ehlers/Fehling/Pünder, Besonderes Verwaltungsrecht Bd. 1, 4. Aufl. 2019, § 30 C.III.Rn. 34. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Unionsrecht auf rein innerstaatliche Sachverhalte keine Anwendung findet, vgl. nur EuGH, Urt. v. 5.6.1997 – Rs. C-64/96.

⁵⁷ Vgl. zu Art. 3 GG allgemein: Burghart, in: Leibholz/Rinck, Grundgesetz, Stand: 2021, Art. 3 GG, Rn. 27 und im Kontext von Subventionen Rn. 76, jeweils m.w.N. insbesondere zur Rspr. des BVerfG; vgl. zum EU-Beihilferecht iRv Art. 107 AEUV: Kühling, in: Ehlers/Fehling/Pünder, Besonderes Verwaltungsrecht Bd. 1, 4. Aufl. 2019, § 30 C.III.7. Rn. 45 m.w.N.

⁵⁸ Vgl. BVerwG, Urt. v. 11.1.2011 – 1 C 23/09 –, juris Rn. 29. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass das Unionsrecht auf rein innerstaatliche Sachverhalte keine Anwendung findet, vgl. nur EuGH, Urt. v. 5.6.1997 – Rs. C-64/96.

der regeln und die zeitgleiche Gewährung beider Fördermöglichkeiten nur für eine jeweils einschränken bzw. ermöglichen können. Aus dieser Lesart des unionsrechtlichen Rahmens könnte man einen sachlichen Grund für eine Differenzierung zwischen Neu- und Bestandsanlagen herleiten.⁵⁹

Es stellt sich zudem die weitergehende Frage, welche Rechte und Durchsetzungsmöglichkeiten Bestandsanlagenbetreiber hätten, würde eine Lockerung nur zugunsten der Neuanlagenbetreiber ergriffen werden. Dies bedarf jedoch einer vertieften, an dieser Stelle nicht leistbaren Prüfung unter Berücksichtigung insbesondere der Unterschiede zwischen nationalem und unionsrechtlichem Verfahrensrecht.⁶⁰

2.4.6.3 Ergebnis

Bei vorläufiger Betrachtung in dem hier begrenzten Rahmen kann die Frage der rechtlichen Zulässigkeit einer Lockerung des Doppelvermarktungsverbotes in den §§ 79, 80 Abs. 2 EEG 2021 allein zugunsten neuer EE-Anlagen, während für Bestandsanlagen eine zeitgleiche Gewährung von HKN und EEG-Förderung nicht ermöglicht wird, nicht eindeutig beantwortet werden. Es spricht allerdings mit Blick auf den unionsrechtlichen Hintergrund vieles dafür, dass kein hinreichender Rechtfertigungsgrund für eine derartige Ungleichbehandlung besteht.

In Orientierung an den Vorgaben des Art. 19 Abs. 2 UAbs. 4 EE-RL könnte daher eine Regelung zu empfehlen sein, nach der sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen neben einer EEG-Förderung die Ausstellung von HKN beantragen können. Während für Neuanlagen bereits die Zuteilung der EEG-Förderung im Ausschreibungsverfahren genügt, um den Marktwert von daneben gewährten HKN hinreichend zu berücksichtigen, müssten bezüglich der Bestandsanlagen ergänzende Regelungen gefunden werden, nach denen der Marktwert von HKN durch eine Absenkung der ursprünglichen Förderhöhe angemessen berücksichtigt wird. Da die Bestimmung aktueller Marktwerte von HKN nicht unerheblichen praktischen Schwierigkeiten begegnet, würde auch die Festlegung von Verfahrensregelungen zur Anpassung der EEG-Förderung unter Berücksichtigung des Marktwertes des gewährten HKN eine entsprechende Herausforderung darstellen.

Angesichts insoweit zu erwartender, auch bürokratischer Hürden bei der Beantragung von HKN erscheint es als eher unwahrscheinlich, dass viele Bestandsanlagenbetreiber, tatsächlich die zusätzliche Gewährung von HKN wählen würden, wenn diese als freiwillige Option vorgesehen wird.

⁵⁹ Darüber hinaus könnte – wenn auch aus unserer Sicht nicht erfolgsversprechend – argumentiert werden, dass die Ungleichbehandlung bei der zeitgleichen Gewährung von HKN und EEG-Förderung damit zu rechtfertigen ist, dass zur Erreichung der Energiewende und aus Klimaschutzgründen die Förderung des Baus zusätzlicher EE-Anlagen nötig ist, weswegen Neuanlagenbetreiber privilegiert werden müssten

⁶⁰ Ein diesbezügliches rechtliches Vorgehen in Deutschland setzt insbesondere voraus, dass die Bestandsanlagenbetreibern in eigenen, subjektiven Rechten verletzt sind. Umgekehrt formuliert müssten sie einen Anspruch darauf haben, dass das Doppelvermarktungsverbot auch zu ihren Gunsten gelockert, bzw. hinsichtlich der Ausschließlichkeit von HKN und EEG-Förderung aufgehoben wird. Eine direkte Klage auf entsprechende Gesetzgebung scheidet im vorliegenden Kontext aus, da ein Anspruch gegenüber dem Gesetzgeber auf Erlass einer bestimmten Rechtsnorm nur in Ausnahmefällen überhaupt in Betracht kommt, vgl. Burghart, in: Leibholz/Rinck, Grundgesetz, Stand: 2021, Art. 3 GG, Rn. 136. Denkbar wäre allerdings eine Verfassungsbeschwerde auf Grundlage einer Verletzung von Art. 3 i.V.m. Art. 12 GG, wobei zuvor der einfachgerichtliche Rechtsweg erschöpft sein müsste. Bei der Geltendmachung einer Verletzung von Unionsrecht muss im Verfahren vor EuG bzw. EuGH jedenfalls eine unmittelbare Betroffenheit der klagenden natürlichen oder juristischen Person vorliegen, vgl. Art. 263 AEUV, dazu: Vgl. Kühling, in: Ehlers/Fehling/Pünder, Besonderes Verwaltungsrecht Bd. 1, 4. Aufl. 2019, § 30 C.III.7. Rn. 56 m.w.N.

3 Regionale Steuerung (Arbeitspaket 2)

3.1 Zusammenfassung der Ergebnisse aus Arbeitspaket 2

Der Ausbau der Windenergie an Land ist eine der zentralen Säulen des weiteren EE-Ausbaus. Dabei sind die Standortbedingungen hinsichtlich der Ertragsgüte innerhalb Deutschlands allerdings regional sehr unterschiedlich verteilt, mit einem deutlichen Nord-Süd-Gefälle. Auch die tatsächliche regionale Verteilung des Windenergieausbaus weist trotz des Referenzertragsmodells – als ein Modell, das Ertragsgüteunterschiede zumindest bei der Förderentscheidung bzw. der Festlegung der Förderhöhe teilweise ausgleicht – ein starkes Nord-Süd-Gefälle auf. Nicht zuletzt für die Erreichung der Ausbauziele ist aber ein Ausbau auch süddeutscher, oft weniger ertragreicher Standorte erforderlich. Auch im Hinblick auf die Stromnetze weist ein Zubau an eher südlichen Standorten tendenziell Vorteile auf. Während die Kosten für netzstabilisierende Maßnahmen steigen und der Netzausbau nur schleppend vorankommt, steht die beihilferechtliche Genehmigung der im EEG 2021 verankerten Südquote als weiteres Instrument für eine regionale Steuerung des Windenergieausbaus nach wie vor aus.

In diesem Arbeitspaket wurden insbesondere zwei weitere Instrumente zur regionalen Steuerung diskutiert: Eine Wiederbelebung der Verteilernetzkomponente sowie die Einführung einer Übertragungsnetzkomponente. Beide Instrumente sind auf die Internalisierung von Netzkosten ausgerichtet und können sowohl einzeln als auch zusammen angewendet werden. Da die Netzintegrationskosten von zusätzlichen Windenergieanlagen in Süddeutschland strukturell niedriger sind, würden solche Instrumente die Wettbewerbssituation von Südstandorten verbessern.

Eine effektive regionale Steuerung erfordert grundsätzlich ein ausreichendes Angebot, das heißt in diesem Fall genehmigte Projekte – eine Voraussetzung, die zumindest im aktuellen Marktumfeld nicht erfüllt wird, die aber zur Erreichung der Klimaneutralität grundsätzlich gegeben sein muss. Langfristig sind zudem weitgehend alle deutschen Windpotenziale zu erschließen. Die diskutierten Ansätze können den Projektierern zusätzliche Planungs- und Investitionssicherheit geben und den Aufbau langfristig ohnehin benötigter Strukturen und Erfahrungen vorantreiben.

3.2 Ausgangslage regionale Steuerung

Der Ausbau der Windenergie an Land wird in Deutschland nach wie vor durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorangetrieben. Ein förderfreies Segment, wie bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen, hat sich bislang nicht entwickelt. Standorte werden vor allem dort erschlossen, wo die Windbedingungen günstig sind und gleichzeitig Flächen zur Verfügung stehen. Um eine Überförderung zu vermeiden und gleichzeitig den Ausbau im gesamten Bundesgebiet anzureizen, wurde bereits mit dem EEG 2000 das Referenzertragsmodell eingeführt. Angesichts des schleppenden Netzausbaus und steigender Kosten für netzstabilisierende Maßnahmen soll mit der Südquote die Erschließung von Standorten in Süddeutschland weiter vorangetrieben werden. Die beihilferechtliche Genehmigung des Instrumentes, das eigentlich im Februar 2022 erstmals zur Anwendung hätte kommen sollen, steht jedoch nach wie vor aus. Vor diesem Hintergrund wurde das Konsortium damit beauftragt, Alternativen für die regionale Steuerung des Windenergieausbaus zu beleuchten.

In den nachfolgenden Abschnitten wird zunächst die Ausgangslage vertieft. Abschnitt 3.3 widmet sich den Zielen der regionalen Steuerung und in Abschnitt 3.4 werden schließlich ausgewählte Instrumente vorgestellt und diskutiert. Grundsätzlich geht die Diskussion in diesem Papier davon aus, dass das allgemeine Strommarktdesign selbst keine für den EE-Ausbau relevan-

ten Elemente der Standortsteuerung enthält. Insoweit liegt der Fokus auf Instrumenten innerhalb des Förderdesigns. Maßnahmen wie die Einführung regional lokaler Märkte oder Preiszonen-Splits werden nur cursorisch diskutiert.

3.2.1 Regionale Verteilung des Windenergieausbaus

Der Ausbau der Windenergie an Land weist ein starkes Nord-Süd-Gefälle auf. Mit 429 kW/km² ist Schleswig-Holstein das Flächenland mit der größten Bebauungsdichte (siehe Bild 3.1). Dahinter folgen mit deutlichem Abstand Sachsen-Anhalt (257 kW/km²), Brandenburg (252 kW/km²) und Niedersachsen (236 kW/km²). Die niedrigste Bebauungsdichte unter den Flächenländern hat der Freistaat Bayern mit 36 kW/km², gefolgt von Baden-Württemberg (49 kW/km²) und Sachsen (69 kW/km²).

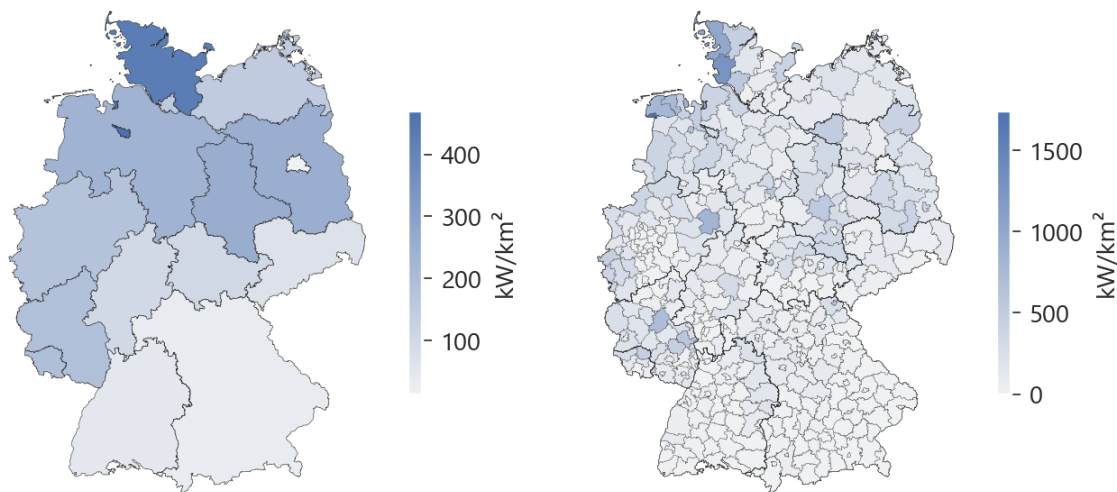


Bild 3.1 *Installierte Leistung pro Landfläche (Bebauungsdichte) basierend auf dem Anlagenbestand zum 31.12.2020 (Quelle: Stammdaten zur EEG-Jahresabrechnung 2020. Geodatengrundlage: © GeoBasis-DE / BKG 2020.)*

Auf die Südregion, die nach Anlage 5 EEG 2021 insgesamt 169 kreisfreie Städte, Stadtkreise, Kreise und Landkreise aus Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland umfasst, entfällt knapp 14 % der Bestandsleistung. Die mittlere Bebauungsdichte liegt hier bei 63 kW/km² – gegenüber 197 kW/km² im übrigen Teil Deutschlands.

Begünstigt durch die Entwicklung von Schwachwindanlagen wurden im letzten Jahrzehnt vermehrt Standorte im Süden erschlossen. So liegt der Anteil der Südregion an der Bestandsleistung unter den Anlagenjahrgängen ab 2010 bei knapp 18 %, während er bei älteren Anlagen nur bei 8 % liegt. Allerdings fällt der Ausbau im Süden Deutschlands zuletzt aus unterschiedlichen Gründen deutlich zurück. Der Anteil der Südregion am Bruttouzubau sank bei insgesamt stark vermindertem Zubau im Jahr 2020 auf 10 % (2019: 17 %) und bei den Genehmigungen sogar auf 7 % (2019: 9 %).

3.2.2 Regionale Verteilung der Standortgüte

Ein zentrales Maß für die Ertragskraft eines Windenergiestandortes ist der Gütefaktor. Er berechnet sich aus dem prognostizierten bzw. tatsächlichen Ertrag eines Standortes dividiert durch den anlagenspezifischen Referenzertrag nach Anlage 2 Nummer 2 EEG 2021. Abschattungseffekte, Ausfallzeiten, elektrische Verluste und genehmigungsrechtliche Auflagen mindern den Standortertrag und damit den Gütefaktor. Der Gütefaktor ist damit – anders als etwa die mittlere Windgeschwindigkeit oder die mittlere Windleistungsdichte – kein direktes Maß

für die Windhöffigkeit eines Standortes, sondern bezieht sich direkt auf den energiewirtschaftlich im Kern relevanten Windertrag.

Bild 3.2 zeigt die Verteilung der Gütefaktoren in den einzelnen Bundesländern. Die Auswertung berücksichtigt Angaben aus dem Marktstammdatenregister zu insgesamt 722 Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von jeweils über 750 kW, die im Zeitraum von Januar 2019 bis September 2021 in Betrieb genommen wurden. Zu weiteren 322 Windenergieanlagen, die im gleichen Zeitraum in Betrieb genommen wurden, liegen keine Angaben zum Gütefaktor vor. Mit einem Median von 95,7 % (n = 61) fällt die mittlere Standortgüte in Schleswig-Holstein am höchsten aus, gefolgt von Niedersachsen (81,0 %, n = 131), Sachsen-Anhalt (75,8 %, n = 61) und Nordrhein-Westfalen (75,8 %, n = 150). Zu den Bundesländern mit der niedrigsten mittleren Standortgüte zählen das Saarland (57,7 %, n = 7), Bayern (61,0 %, n = 14) und Baden-Württemberg (63,0 %, n = 35). Erkennbar ist aber ein deutliches Nord-Süd-Gefälle in den Standortgüten neu errichteter Anlagen. Mit einem Median von 64 % (n = 88) fällt der Gütefaktor in der Südregion im Schnitt 12 Prozentpunkte niedriger aus als im Rest von Deutschland.

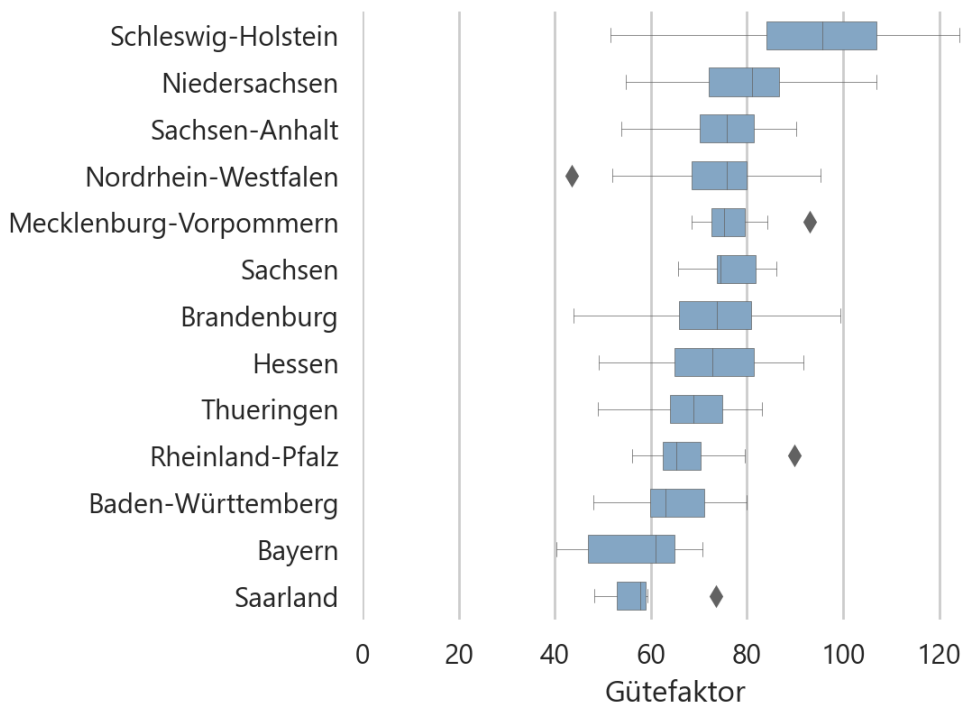


Bild 3.2 Häufigkeitsverteilung von Gütefaktoren nach Bundesland (Quelle: Marktstammdatenregister (Stand: 12.10.2021)?)

Tabelle 7 zeigt ergänzend die jeweiligen Anteile am Bruttozubau je Standortgüte-Klasse und Bundesland. Vor allem in den südlichen Bundesländern Bayern (BY) und Baden-Württemberg (BW) entfallen demnach große Anteile des Zubaus auf Anlagen mit einem Gütefaktor von 70 % und darunter. Doch auch im deutlich windreicheren Norden (siehe Schleswig-Holstein oder Niedersachsen) treten Gütefaktoren bis 70 % vereinzelt auf. Ursache hierfür können nicht zuletzt projektspezifische, ertragsmindernde Faktoren wie z. B. genehmigungsrechtlichen Auflagen sein (siehe oben).

Tabelle 7 Anteil am Bruttozubau nach Gütefaktor und Bundesland (WEA > 750 kW, Inbetriebnahme 01/2019 bis 09/2021)

	Zubau [MW]	davon mit Stand- ort-güte	≤60	>60 ≤70	>70 ≤80	>80 ≤90	>90 ≤100	>100 ≤110	>110 ≤120	>120 ≤130
BW	150	131	27,4%	41,2%	31,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BY	77	49	43,9%	49,0%	7,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BB	751	500	8,2%	23,6%	39,2%	21,3%	7,7%	0,0%	0,0%	0,0%
HE	132	86	2,3%	38,7%	26,4%	29,3%	3,2%	0,0%	0,0%	0,0%
MV	274	59	0,0%	17,5%	60,6%	16,1%	5,8%	0,0%	0,0%	0,0%
NI	631	503	3,7%	14,4%	25,9%	41,0%	13,3%	1,7%	0,0%	0,0%
NW	634	527	5,8%	23,7%	47,5%	19,5%	3,5%	0,0%	0,0%	0,0%
RP	268	184	2,0%	71,7%	24,7%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SL	34	22	84,2%	0,0%	15,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
SN	26	18	0,0%	19,2%	51,4%	29,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ST	256	213	3,3%	17,5%	47,2%	30,3%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%
SH	357	225	1,0%	2,1%	16,7%	19,8%	16,3%	23,8%	16,6%	3,7%
TH	154	110	13,6%	39,7%	33,6%	13,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

3.2.3 Stromgestehungskosten nach Standortgüte

Die Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen an Land werden in Deutschland typischerweise in Abhängigkeit der Standortgüte ausgewiesen. Bild 3.3 zeigt das Ergebnis einer Kostenerhebung für Windenergieanlagen, die im Rahmen des Ausschreibungssystems einen Zuschlag erhalten haben und im Zeitraum 2019–2020 in Betrieb genommen wurden. Die Spanne reicht von 7,7 ct/kWh an einem 60-Prozent-Standort bis zu 3,8 ct/kWh an einem 150-Prozent-Standort. Am Referenzstandort (100 %) liegen die Stromgestehungskosten im Mittel bei 5,1 ct/kWh. Da Gütefaktoren über 120 % relativ selten auftreten (vgl. Bild 3.2) grenzt Deutsche WindGuard den relevanten Bereich auf Gütefaktoren zwischen 60 und 120 % ein.

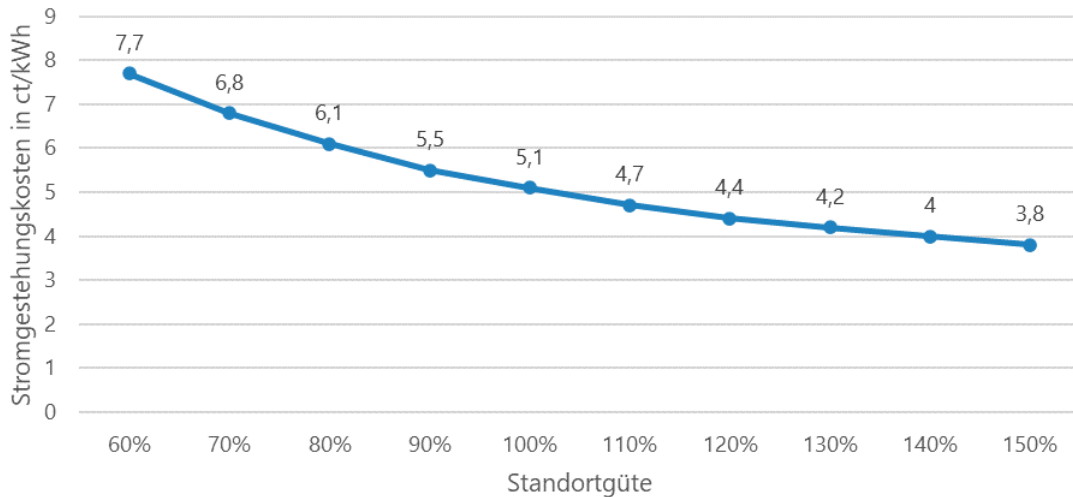


Bild 3.3 Mittlere Stromgestehungskosten (Quelle: Deutsche WindGuard 2019)

Zwei zentrale Faktoren für die Kostenunterschiede sind die an die Windverhältnisse angepasste Anlagenauslegung und die resultierenden Volllaststunden. Am 60-Prozent-Standort unterstellt die Studie eine Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 3,3 MW, einer Nabenhöhe von 142 m und einem Rotordurchmesser von 125 m. Die Anlage erreicht 2.113 Volllaststunden und kostet 1.052 EUR/kW (Hauptinvestitionskosten). Die Windenergieanlage am 120-Prozent-Standort hat ebenfalls eine Nennleistung von 3,3 MW, für den Rotordurchmesser und die Nabenhöhe sind mit 127 m und 115 m jedoch geringere Werte angesetzt. Die Anlage erreicht 3.839 Volllaststunden und kostet aufgrund ihrer geringen Ausmaße (Nabenhöhe/Rotordurchmesser) mit 1.000 EUR/kW (Hauptinvestitionskosten) etwas weniger als das Pendant für windschwächere Regionen.

Tabelle 8 Annahmen der Stromgestehungskosten-Berechnung (Quelle: Deutsche WindGuard 2019)

Parameter	60 %	120 %
Nennleistung	3,3 MW	
Rotordurchmesser	125 m	115 m
Nabenhöhe	142 m	127 m
Volllaststunden	2.113 h/a	3.839 h/a
Hauptinvestitionskosten	1.052 EUR/kW	1.000 EUR/kW
Investitionsnebenkosten	406 EUR/kW	
Betriebskosten 1. Dekade	0,7 ct/kWh + 22 EUR/kW	
Betriebskosten 2. Dekade	0,9 ct/kWh + 28 EUR/kW	
EK-Verzinsung	8 %	
FK-Zins (Jahr 1-10)	2,3 %	
FK-Zins (Anschluss)	5,0 %	
FK-Anteil	77 %	86 %
Tilgungsdauer	18 Jahre	16 %

Die berücksichtigten Investitionsnebenkosten betragen einheitlich 406 EUR/kWh. Signifikante Unterschiede zwischen verschiedenen Regionen hat die Kostenerhebung in diesem Punkt nicht

ergeben. Bei den Betriebskosten wird zwischen der ersten Betriebsdekade (0,7 ct/kWh + 22 EUR/kW) und der zweiten Betriebsdekade (0,9 ct/kWh + 28 EUR/kW) differenziert.

Bezüglich der Finanzierungsbedingungen unterstellen die Autoren einheitliche Zinssätze in Höhe von 2,3 % (FK-Zins; Jahr 1-10), 5,0 % (FK-Zins; Anschlussfinanzierung) und 8 % (EK-Verzinsung). Für die EK- und FK-Anteile sowie die Tilgungsdauer wird dagegen in Abhängigkeit der Standortgüte differenziert. Für den 60-Prozent-Standort unterstellt die Studie ein Verhältnis zwischen Eigenkapital und Fremdkapital von 23 zu 77 % sowie eine Tilgungsdauer von 18 Jahren. Am 120-Prozent-Standort fallen der EK-Anteil mit 14 % und die Tilgungsdauer mit 16 Jahren jeweils etwas niedriger aus.

Abweichend von den oben dargestellten Annahmen sieht eine Studie von BET (Schemm 2016) im Auftrag des Umweltministeriums Baden-Württemberg aus dem Jahr 2016 eine Differenzierung der Investitionsnebenkosten nach Standortgüte für geboten. Im Rahmen der Studie wurden Mitglieder des Arbeitskreises „Windenergie in Baden-Württemberg“ sowie des Windclusters Baden-Württemberg zu Investitionsnebenkosten bei Projekten in Süddeutschland befragt. Der Rücklauf umfasste 36 Windenergie-Projekte mit 148 WEA und einer Gesamtleistung von knapp 450 MW. Die Befragung ergab durchschnittliche Investitionsnebenkosten, die rund 18 % über den Annahmen der 2015 veröffentlichten Kostenstudie von WindGuard (2015) liegen. Hinsichtlich der Vergleichbarkeit der Annahmen ist anzumerken, dass die in WindGuard (2015) angesetzten Investitionsnebenkosten ausgehend von einer Erhebung aus dem Jahr 2013 abgeschätzt wurden, während sich Schemm (2016) auf Umfrageergebnisse für „kürzlich errichtete oder in Planung befindliche Anlagen“ stützt. Der sich aus den Studien ergebende Widerspruch lässt sich im Rahmen des vorliegenden Vorhabens nicht auflösen. Weiterführende Analysen im EEG-Erfahrungsberichtsvorhaben des BMWi sind diesbezüglich wünschenswert.

3.2.4 Netzintegration

Die Transformation des Stromversorgungssystems zwingt Netzbetreiber immer häufiger zu netzstabilisierenden Maßnahmen (vgl. Bild 3.4). Hierzu trägt der starke Ausbau der Windenergie fernab der Lastzentren ebenso bei wie der Umbau des konventionellen Kraftwerksparks, die sich ändernden Rahmenbedingungen im grenzüberschreitenden Stromhandel sowie die Verzögerungen beim Netzausbau (BNetzA 2021c).

Im Jahr 2020 regelten die Netzbetreiber Strom aus erneuerbaren Energien im Umfang von 6.146 GWh (2019: 6.482 GWh) im Rahmen des Einspeisemanagements ab (BNetzA 2021c). Dies entspricht rund 2,4 % der gesamten EE-Stromerzeugung. 67 % der Ausfallarbeit entfielen auf die Windenergie an Land, 29 % auf die Windenergie auf See. Die Hälfte der abgeregelten Anlagen steht in Schleswig-Holstein. Niedersachsen folgt mit 34 % der Anlagenstandorte auf Platz zwei. Ein sehr geringer Anteil von in Summe weniger als 2 % entfällt auf die südlichen Bundesländer Rheinland-Pfalz, Hessen, Thüringen, Saarland, Baden-Württemberg und Bayern, was bereits zeigt, dass eine Netzintegration von EE-Anlagen in diesen Regionen jedenfalls kurzfristig einfacher möglich ist. Nach den Auswertungen der Bundesnetzagentur haben in 79 % der Fälle Netzengpässe im Übertragungsnetz bzw. in der Netzebene zwischen Übertragungs- und Verteilernetz die Eingriffe ausgelöst.

Der Umfang der Redispatch-Maßnahmen stieg im Jahr 2020 auf 16.795 GWh, wovon 8.522 GWh auf Einspeisereduzierungen und 8.273 GWh auf Einspeiserhöhungen entfielen. Im Vorjahr 2019 lag das Redispatch-Volumen bei 13.521 GWh. Neben Marktkraftwerken greifen die Netzbetreiber beim Redispatch auch auf Kraftwerke aus der Netzreserve sowie ausländische Kraftwerke zurück.

Die Gesamtkosten aller Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Einspeisemanagement, Redispatch inkl. Countertrading und Einsatz Netzreserve) im Jahr 2020 beziffert die Bundesnetzagentur auf 1,4 Mrd. EUR, wobei es sich hierbei nicht um volkswirtschaftliche Kosten, sondern um von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber gezahlte Kompensationszahlungen handelt.

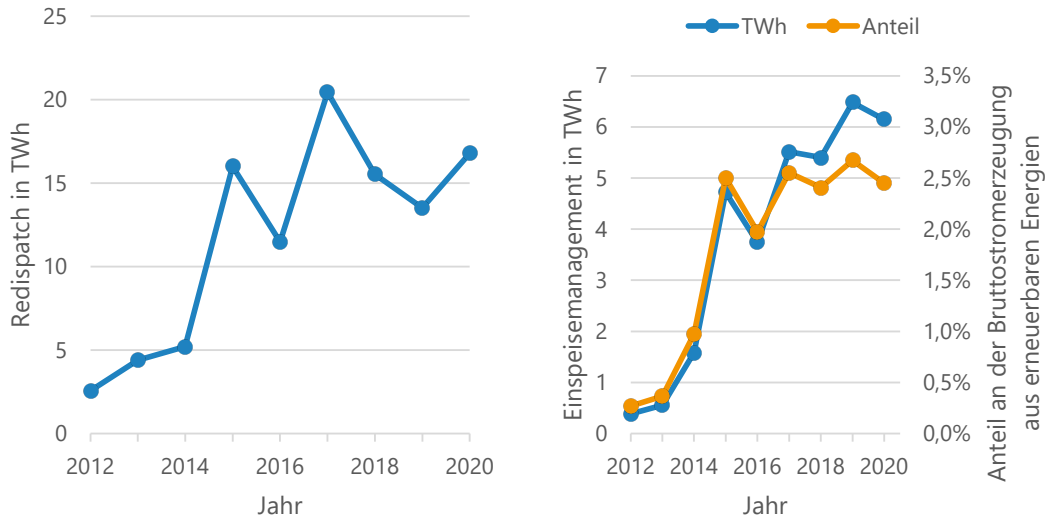


Bild 3.4 Redispatch und Einspeisemanagement 2012–2020 (Quellen: BNetzA 2014–2020, BMWi/AGEE-Stat (2021))

Für das Jahr 2021 rechnen die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin mit weiträumigen Engpässen im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz, die sich jedoch durch Redispatch-Maßnahmen vollständig auflösen lassen (ÜNB 2021). Besonders betroffen sind die Nord-Süd-Achsen, die gemäß den Prognosen auch nach den Redispatch-Maßnahmen sehr stark ausgelastet werden. Auch für den Analyse-Zeitraum April 2023 bis März 2024 prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber weiträumige Engpässe im nördlichen und mittleren 380/220-kV-Netz. Aufgrund von signifikanten Fortschritten beim Netzausbau sei jedoch mit einem rückläufigen Redispatch-Bedarf zu rechnen.

3.2.5 Status quo der regionalen Steuerung

Das Referenzertragsmodell ist seit dem EEG 2000 ein fester Bestandteil des Fördersystems für Windenergieanlagen an Land. Das Modell ermöglicht eine differenzierte Vergütung abhängig von der Ertragskraft der Standorte, wobei die konkrete Parametrierung zu keinem vollständigen Ausgleich von standortgüteabhängigen Kostenunterschieden, sondern nur zu einer teilweisen Angleichung führt. Auf diese Weise soll sowohl eine Überförderung an besonders windhöffigen Standorten vermieden als auch ein Anreiz zur Erschließung von Binnenlandstandorten geschaffen werden (Bundestag 1999). Mit der Einführung des Ausschreibungssystems wurde das vormals zweistufige Vergütungsmodell mit variabler Anfangs- und Grundvergütungsdauer in ein einstufiges Modell mit Korrekturfaktoren für die Zuschlagswerte überführt. Die letzte Anpassung am Referenzertragsmodell erfolgte im Zuge des EEG 2021. Angesichts regelmäßig unterzeichneter Ausschreibungen hat der Gesetzgeber den Differenzierungsbereich auf 60-Prozent-Standorte ausgeweitet. Indem der Zubau für Standorte unterhalb der 70-Prozentgrenze wirtschaftlich attraktiver gemacht wurde, soll die Verfügbarkeit von Flächen in ganz Deutschland erhöht und die Genehmigungsdynamik gestärkt werden (Bundestag 2020a)

Modellrechnungen zeigen, dass die standortdifferenzierte Vergütung einen bundesweiten Ausbau fördert und damit einer Konzentration auf die windhöchsten Standorte in Norddeutschland entgegenwirkt (Windguard 2020). Im Einzelfall trägt das Referenzertragsmodell somit auch zur Entschärfung von Netzengpässen bei. Da das Referenzertragsmodell allerdings keine explizite regionale Steuerung beinhaltet und Standorte mit geringer Standortgüte grundsätzlich auch in norddeutschen Regionen vorliegen und somit über das Referenzertragsmodell angereizt werden, ist die im Hinblick auf die Netzsituationen entschärfende Wirkung jedoch nicht systematisch gegeben.

Die stärker und explizit auf die Stromnetzwerk ausgerichteten Instrumente Netzausbaugesbiet und Verteilernetzkomponente sind inzwischen nicht mehr in Kraft. Das Netzausbaugesbiet wurde mit dem EEG 2017 eingeführt, um den Ausbau der erneuerbaren Energien besser mit dem Netzausbau zu verzahnen (Bundestag 2016). Hierzu wurde die jährliche Zuschlagsmenge für Windenergieanlagen an Land in den besonders stark belasteten Netzgebieten auf 902 MW beschränkt. Das Netzausbaugesbiet umfasste die Bundesländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern sowie 20 Landkreise und kreisfreie Städte im Norden Niedersachsens. Grundlage für die Gebietsfestlegung durch die Bundesnetzagentur war die Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber für die Netzreserve.

Das Netzausbaugesbiet wurde mit dem EEG 2021 zugunsten der geplanten Südquoten (s. u.) aufgehoben. Die Bundesregierung hat diesen Schritt unter anderem mit der geringen Wirksamkeit der Regelung begründet. So sei die maximal zuschlagsfähige Menge infolge des sehr geringen Wettbewerbsniveaus weit überwiegend nicht erreicht worden (Bundestag 2020a).

In den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen der Jahre 2018 bis 2020 wurde mit der Verteilernetzkomponente (VNK) ein weiteres Instrument zur Berücksichtigung von Netz- und Systemintegrationskosten erprobt. Landkreise, in denen die maximale Rückspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das vorgelagerte Höchstspannungsnetz die Höchstlast überstieg, wurden als Verteilernetzausbaugesbiete eingestuft. Projekte innerhalb dieser Gebiete wurden im Zuschlagsverfahren mit einem technologie- und landkreis-spezifischen Wettbewerbsmalus belegt.

Ferner wurden in den gemeinsamen Ausschreibungen der Jahre 2019 und 2020 regional differenzierte Höchstwerte für Windenergieanlagen an Land festgelegt. Diese sollten eine Überförderung verhindern und ersetzen diesbezüglich das Referenzertragsmodell, das in den gemeinsamen Ausschreibungen nicht zur Anwendung kam. Die Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV) sah insgesamt drei Höchstwertgebiete vor (Nord, Mitte, Süd), die aus den regional unterschiedlichen Windverhältnissen abgeleitet wurden. Einen Einfluss auf die regionale Verteilung des Ausbaus haben differenzierte Höchstwerte grundsätzlich nur dann, wenn diese zum Ausschluss von etwas teureren Standorten in den an sich günstigeren Gebieten führen.

3.2.6 Einführung der Südquote

Das EEG 2021 sieht die Einführung einer Südquote in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land vor. Danach sollen je nach Wettbewerbssituation Gebote bevorzugt einen Zuschlag erhalten, die für Projekte in der sogenannten Südregion eingereicht werden. In den Jahren 2022 und 2023 sind hierzu 15 % des Ausschreibungsvolumens reserviert. Ab dem Jahr 2024 soll die Quote auf 20 % steigen. Eine ähnliche Regelung sieht das EEG 2021 auch für Biomasseanlagen vor.

Laut Bundesregierung wirke sich die Einführung der Südquoten entlastend auf den Netzengpass in der Mitte Deutschlands aus und fördere in Bezug auf die Biomethananlagen die flexible Stromerzeugung in Süddeutschland (Bundestag 2020a). Die Integration in das Stromversorgungssystem werde erleichtert und Systemkosten würden reduziert. Ferner werde das neue Zuschlagsverfahren „zur Gewährleistung einer regionalen Verteilung“ eingeführt. Die Formulierung lässt sich als Anknüpfung an frühere Bestrebungen nach einem „bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen“ interpretieren (Bundestag 2016) und ergänzt damit die rein netztechnische Begründung der Südquote. Der Bundesrat hatte sich bereits im November 2015 für eine angemessene, bundesweite Verteilung des Windenergieausbaus eingesetzt und eine Regionalisierungskomponente für die Ausschreibungen gefordert. Begründet wurde dies unter anderem mit einer angemessenen Verteilung von Nutzen und Lasten der Energiewende (Bundesrat 2015).

Die geplante Südregion im EEG 2021 ist deckungsgleich mit der Festlegung der Südregion im KWKG in der Fassung vom 8. August 2020. Um mehr netzentlastende Kapazitäten im Süden zu erhalten, hatte der Gesetzgeber vorübergehend einen Südbonus für KWK-Anlagen im KWKG verankert. Die Festlegung der zur Südregion zählenden Gebietskörperschaften stützt sich – wie schon beim Netzausbaubereich – auf die Systemanalyse nach § 3 Absatz 2 der Netzreserveverordnung, wenngleich den Engpässen in der Mitte Deutschlands offenbar ein stärkeres Gewicht beigemessen wurde als bei der Festlegung des Netzausbaubereiches. Der Südbonus – wie auch die Festlegung der Südregion – sind jedoch mit dem Gesetzespaket zum EEG 2021 wieder aus dem KWKG gestrichen worden. Die Wettbewerbshüter der Europäischen Kommission hatten den Wegfall des Südbonus zusammen mit anderen Anpassungen gefordert und die beihilferechtliche Genehmigung des KWKG zunächst verweigert (energate 2020 & 2021).

Die Südquote für Windenergieanlagen an Land steht nach wie vor unter dem beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt. Zwar hat die Europäische Kommission inzwischen weite Teile des EEG 2021 genehmigt (KOM 2021), im Hinblick auf die Südquote bestehe allerdings weiterer Prüfbedarf (BMW 2021). So ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt unklar, ob bzw. wann die Südquote für Windenergieanlagen an Land angewendet werden kann.

3.3 Ziele der regionalen Steuerung

Es gibt verschiedene Gründe, die regionale Verteilung des Windenergieausbaus beeinflussen oder gezielt steuern zu wollen. Eine klare Zieldefinition ist dabei wichtig, um aus den unterschiedlichen Steuerungsansätzen ein passfähiges Instrument zu entwickeln. Die Ausrichtung und Begründung der Instrumente spielt zudem eine entscheidende Rolle bei der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG. Für die Wettbewerbshüter der Europäischen Kommission stehen die Wettbewerbsintensität und die Effizienz des Gesamtsystems im Vordergrund, wobei der Effizienzbegriff in diesem Zusammenhang keineswegs eindeutig definiert ist. Verteilungsaspekte, wie die faire Verteilung von Nutzen und Lasten der Energiewende, stellten in der Vergangenheit keine hinreichende Begründung für eine beihilferechtliche Genehmigung dar.

Für alle Instrumente gilt, dass sie grundsätzlich nur dann ihre Wirkung entfalten können, wenn überhaupt Freiheitsgrade hinsichtlich der räumlichen Allokation des EE-Ausbaus bestehen. Es bedarf folglich eines hinreichenden Angebots – mindestens jedoch eines hinreichenden (zusätzlichen) Potenzials, dessen Erschließung durch die Steuerungssignale angereizt werden kann. Mit Blick auf das aktuelle Marktumfeld ist diesbezüglich zu konstatieren, dass die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land in den letzten Jahren regelmäßig unterzeichnet waren und die neue Bundesregierung die Ausbauziele für die kommenden Jahre jüngst deutlich erhöht hat.

Vor diesem Hintergrund würden zumindest Instrumente, die den Zubau an bestimmten Standorten verhindern, die aktuelle Verfehlung der Ausbauziele noch verstärken. Angesichts von Planungs- und Genehmigungszeiten von durchschnittlich fünf, teilweise sogar mehr als sieben Jahren (FA WIND 2015) gilt es ferner zu beachten, dass sich Steuerungssignale erst mit einiger Verzögerung auf den Zubau auswirken werden. Gleichwohl könnte eine regionale Steuerung – je nach Ausrichtung und Ausgestaltung – die Planungssicherheit süddeutscher Projekte stärken und damit ggf. auch neue Impulse zur Erschließung von Standorten geben. Denn obwohl im aktuellen Marktumfeld für fast alle Bieter hohe Zuschlagschancen bestehen, ist die zukünftige Wettbewerbsintensität für Vorhabenträger bei der Projektinitiierung nur schwer zu antizipieren.

Sehr langfristig betrachtet deuten aktuelle Studien daraufhin, dass das (kosteneffiziente) Erreichen der derzeitigen Klimaschutzziele und der damit verbundenen EE-Ausbau-Ziele eine sehr weitgehende Ausnutzung aller deutschen Windpotenziale an Land erfordern wird. Der sehr langfristige Spielraum für eine regionale Steuerung ist demnach begrenzt, insbesondere, wenn Steuerung dabei im Sinne einer Verlagerung bzw. regionalen Verschiebung des Ausbaus verstanden wird. Richtig ist jedoch auch, dass zur Erreichung der Klimaneutralität eben auch die süddeutschen Potenziale genutzt und dafür zunächst aktiviert werden müssen. Instrumente, die dies bereits heute direkt oder indirekt anreizen, ziehen diese Entwicklung – im Sinne einer Verlagerung – zeitlich nach vorne und unterstützen damit einen über alle Regionen gleichmäßiger verteilten und kontinuierlicheren Zubau. Darüber hinaus können regionale Steuerungsinstrumente aber ggf. auch dazu beitragen, bestimmte Potenziale überhaupt erst zu aktivieren bzw. zu erschließen und damit insgesamt das Angebot vergrößern.

Die nachfolgenden Abschnitte gehen auf die verschiedenen Ziele der regionalen Steuerung ein.

3.3.1 Internalisierung / Reduzierung der Netzintegrationskosten

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist mit erheblichen Anforderungen an die Netzintegration verbunden. Zum einen sind sowohl das Übertragungsnetz als auch die Verteilungsnetze langfristig in substanziellem Umfang auszubauen. Zum anderen wächst – bedingt durch die langwierigen Planungs- und Genehmigungsprozesse beim Netzausbau – kurzfristig der Bedarf, Engpässe zu managen (vgl. Abschnitt 3.2.4). Ein Ziel der regionalen Steuerung kann somit darin bestehen, unter Berücksichtigung von Netzintegrationskosten einen möglichst kostengünstigen (effizienten) Ausbau der erneuerbaren Energien anzureizen oder den Bedarf für Netzausbau und Engpassmanagement grundsätzlich zu reduzieren. Die Reduktion von Netzausbau- und Engpassmanagementbedarf kann jenseits von volkswirtschaftlichen Effizienzüberlegungen als „Wert an sich“ angesehen werden, da sich in der öffentlichen Diskussion Netzausbau und die Notwendigkeit von Engpassmanagementmaßnahmen als hemmend für die Akzeptanz des EE-Zubaus zeigen.

In Tabelle 9 werden das Ziel einer auf die Netzintegrationskosten ausgerichteten Steuerung weiter differenziert. Dabei wird zum einen zwischen einer kurzfristig bzw. langfristig angelegten Steuerung und zum anderen zwischen einer auf die Verteilungs- bzw. einer auf die Übertragungsnetze ausgerichteten Steuerung differenziert.

Tabelle 9 Technisch-räumlicher und zeitlicher Fokus einer netzdienlich ausgerichteten Steuerung des EE-Ausbaus

		Technisch-räumlicher Fokus der Steuerung		
		Verteilungsnetz		Übertragungsnetz (großräumige Steuerung)
		innerhalb eines Netzgebiets (kleinräumig)	zwischen verschiedenen Netzgebieten	
Zeitlicher Fokus der Steuerung in Bezug auf Netzausbau/- integrationskosten	langfristig	allgemein: nur effektiv, wenn langfristig ein Überangebot an EE-Potenzialen herrscht		
	kurzfristig	in Einzelfällen theoretisch effizient, unter Effizienz- und Praktikabilitäts Gesichtspunkten fragwürdig (1)	grds. umsetzbar (2) unter Effizienz- und Praktikabilitäts Gesichtspunkten fragwürdig (3)	aus Effizienzgesichtspunkten eher nicht vorteilhaft (4) ggf. empfehlenswert, wenn kurzfristig ausreichend Standorte vorhanden (5)

Nicht jede Kombination ist dabei gleichermaßen sinnvoll und praktikabel. Zielt die Steuerung darauf ab, langfristig / dauerhaft Netzausbau zu vermeiden, so setzt dies – wie oben erläutert – grundsätzlich voraus, dass überhaupt Freiheitsgrade hinsichtlich der räumlichen Allokation des EE-Ausbaus bestehen. Ist dies nicht der Fall, können entsprechende Instrumente allenfalls dazu genutzt werden, Netzintegrationskosten transparent zu machen.

Bei einer nur temporär, auf die kurzfristigen Netzintegrationskosten (Netzengpassmanagement) angelegten Steuerung wird der EE-Ausbau für eine gewisse Zeit (z. B. bis zur Umsetzung von Netzausbau) auf bestimmte Gebiete fokussiert bzw. „umgelenkt“ oder in bestimmten Gebieten / Netzbereichen möglichst vermieden. Durch die regionale Steuerung werden ertragsschwächere Standorte dann früher erschlossen als sonst. Auch eine solche Steuerung ist aber nur dann zweckmäßig, wenn – in diesem Fall kurzfristig – ein Überangebot für den EE-Zubau herrscht oder bestehende Potenziale zeitnah erschlossen werden können. Dabei gilt es jedoch auch hier die langen Vorlaufzeiten von Windenergievorhaben zu beachten.

Streng ökonomisch betrachtet könnten die Netzkosten und die Kosten einer Zielverfehlung gegeneinander abgewogen werden und im Ergebnis dann theoretisch ggf. auch Instrumente zielführend sein, die eine Zielverfehlung zwar verschärfen, im Gegenzug aber Netzkosten in ausreichendem Umfang einsparen. Geht man allerdings davon aus, dass die Erreichung von Ausbauzielen politisch / gesellschaftlich eine sehr hohe Priorität hat bzw. die Kosten einer Zielverfehlung sehr hoch anzusetzen sind, dann sind Instrumente, die eine Zielverfehlung verschärfen, nicht zu empfehlen. Sofern sie nicht die Zielverfehlung verschärfen, können solche Instrumente aber die Investitionssicherheit für netzdienliche Standorte erhöhen und somit mittelfristig eine Wirkung entfalten (wobei hierbei gegen den temporären Charakter des Instruments abzuwägen ist).

Neben diesen generellen Überlegungen kann die regionale, netzdienliche Steuerung je nach Ausrichtung wie folgt bewertet werden:

Steuerung mit Fokus auf einer Steuerung innerhalb eines Netzgebiets (Verteilungsnetz)

Mit der Steuerung innerhalb eines Netzgebiets ist eine sehr kleinräumige Form der Steuerung des EE-Ausbaus gemeint. Dabei würde innerhalb eines Verteilungsnetzes (z. B. innerhalb eines Hoch- und Mittelspannungsnetzes) derart gesteuert, dass in einem bestimmten Bereich (z. B. einzelner Mittelspannungsabgang, einzelner Straßenzug) kein weiterer EE-Zubau erfolgt entweder bis ein bereits geplanter Netzausbau umgesetzt ist (temporäre Steuerung) oder der EE-Zubau in einem bestimmten Bereich dauerhaft verboten wird, um weiteren Netzausbau dort zu vermeiden.

Aufgrund der starken Einzelfallabhängigkeit und der Vielzahl an Verteilnetzen wäre eine einheitliche bzw. zentrale Steuerung zumindest mit hohem Aufwand verbunden, sowohl für die Verteilungsnetzbetreiber als auch den Regulator. Für eine dauerhafte Steuerung besteht zudem ein Effizienzrisiko, da Annahmen zur längerfristigen Entwicklung der Versorgungsaufgabe im jeweiligen Netzgebiet zu treffen sind, was für den Regulator nicht umsetzbar sein dürfte. Für eine temporäre Steuerung ist der Nutzen fraglich, da die Verteilungsnetze vergleichsweise kurzfristig ausgebaut werden können.

Steuerung in Bezug auf langfristige Netzintegrationskosten und mit Fokus auf einer Steuerung zwischen Verteilungsnetzen

Eine Steuerung zwischen, anstatt innerhalb von Verteilungsnetzen betrachtet Netzintegrationskostenunterschiede räumlich weniger fein aufgelöst. Der Verzicht auf eine sehr hohe räumliche Auflösung erleichtert die Umsetzung, dies allerdings unter Inkaufnahme einer geringeren Genauigkeit der Steuerung. Die Verteilnetzkomponente (VNK) kann hierfür als Beispiel dienen: Sie hatte den Anspruch langfristige Netzintegrationskosten zwischen verschiedenen Gebieten näherungsweise abzubilden. Dabei erfolgte eine Betrachtung auf Ebene von Landkreisen / kreisfreien Städten, was grob eine Abgrenzung unterschiedlicher Hochspannungsnetze abbilden sollte. Die Bewertung von 400 Regionen bedeutet in der Umsetzung noch immer eine hohe Komplexität, die aber im Vergleich deutlich geringer ist als die flächendeckende Bewertung jedes einzelnen Netzabschnitts. Durch die gröbere räumliche Auflösung kann die VNK dann aber auch bestimmte Netzkostenunterschiede nicht mehr erfassen, so dass die VNK nur Unterschiede auf Ebene der Netzebene 2 und 3 (Hochspannungsebene) erfasst, nicht aber z. B. der Mittelspannungsebene. Außerdem wird bei der VNK von der konkreten technischen Abgrenzung der Netze abstrahiert und stattdessen auf Ebene von Landkreisen bewertet, was ebenfalls einen Genauigkeitsverlust bedeutet, gleichzeitig aber eine transparente, einheitliche Vorgehensweise ermöglicht.

Die Umsetzung der VNK zeigt, dass eine solche Steuerung grundsätzlich umsetzbar ist. Da über diesen Ansatz langfristige Netzintegrationskosten abgebildet werden, ist sie der dauerhaft angelegten Steuerung zuzuordnen.

Auf Basis von Analysen im Rahmen der für das BMWi durchgeführten Evaluierung der Ausschreibungen für erneuerbare Energien (BMWi 2019a) lässt sich zeigen, in welcher Größenordnung langfristige Netzintegrationskostenunterschiede in Abhängigkeit von der betroffenen Technologie zwischen verschiedenen Regionen liegen können (siehe Bild 3.5).

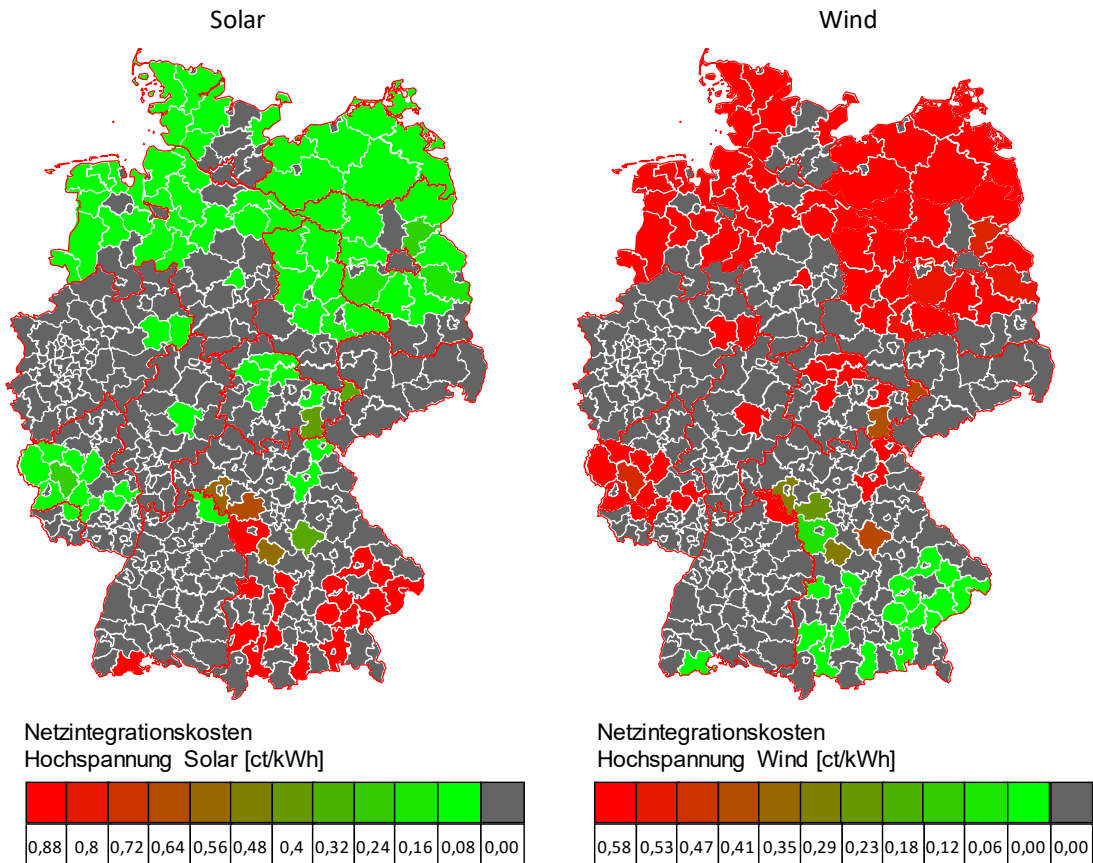


Bild 3.5 Netzintegrationskosten von Wind- und Solarstrom (Quelle: Externer Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien, 2019)

Die dargestellten Netzintegrationskosten beinhalten entsprechend der erläuterten Begrenzungen der VNK nur einen Teil der Kosten in den Verteilungsnetzen, denn sie beziehen sich nur auf das Hochspannungsnetz. Je nach Anschlussnetzebene der Erzeugungsanlagen werden auch Kosten in anderen Netzebenen erzeugt. PV-Freiflächenanlagen und kleinere Windparks sind häufig im Mittelspannungsnetz angeschlossen, PV-Aufdachanlagen in der Regel im Niederspannungsnetz. Untersuchungen in den Langfrist- und Klimaszenarien (BMWi 2017a) zeigen, dass die langfristigen Netzintegrationskosten für die Verteilungsnetze insgesamt (alle Netzebenen ohne Übertragungsnetz) bei bis zu 9 ct/kWh für PV-Freiflächenanlagen und bei bis zu 2 ct/kWh für Windanlagen liegen können.

Um die Auswirkungen der jüngsten Entwicklungen zu quantifizieren, wurde die Klassifizierung der Landkreise und kreisfreien Städte in Verteilernetzausbauggebiete sowie die Verteilernetzkomponente im Rahmen des Vorhabens auf Basis aktualisierter Daten neu berechnet (siehe Bild 3.6). Während in anderen Teilen Deutschlands die Zahl der Verteilernetzausbauggebiete steigt, bleibt in Baden-Württemberg der Main-Tauber-Kreis weiterhin der einzige Kreis, in dem Windgebote mit einer VNK beaufschlagt würden.

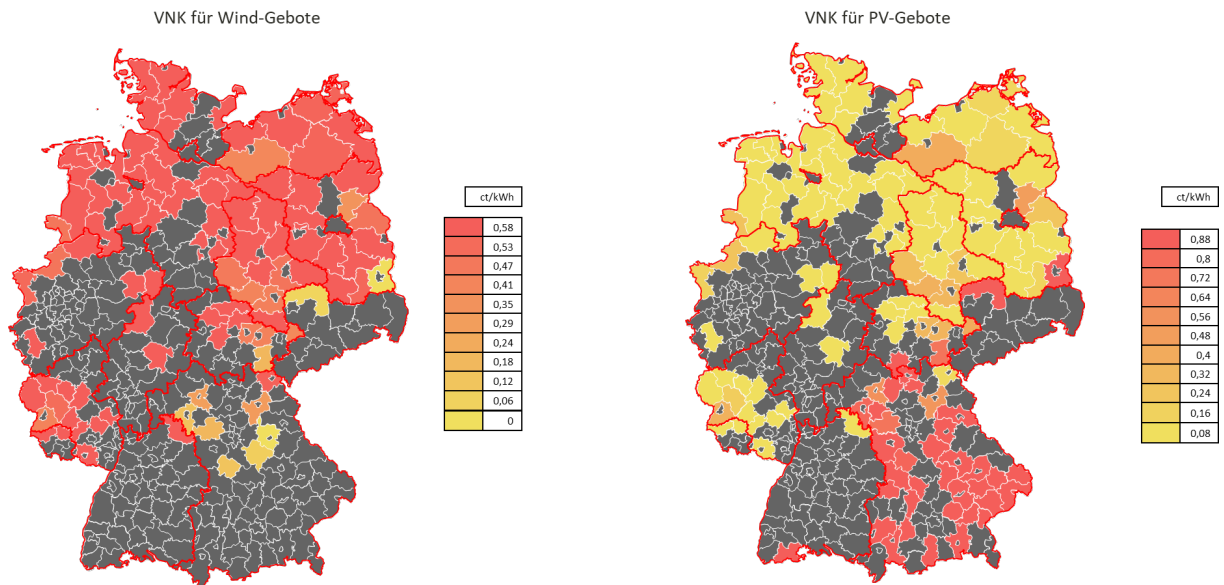


Bild 3.6 Höhe der Verteilernetzkomponente für Wind- und PV-Anlagen auf Basis aktualisierter Daten

Ergänzend ist in Bild 3.7 dargestellt, wieviel Zubau in den einzelnen Landkreisen und kreisfreien Städten noch möglich ist, bevor diese als Verteilernetzausbaugesamt einzustufen sind.⁶¹ Mit Blick auf Baden-Württemberg ergibt sich daraus, dass in den meisten Kreisen noch mehr als 150 MW Wind- bzw. PV-Leistung zugebaut werden können, bevor dort mit einem Wettbewerbsmalus in Form der VNK zu rechnen wäre.

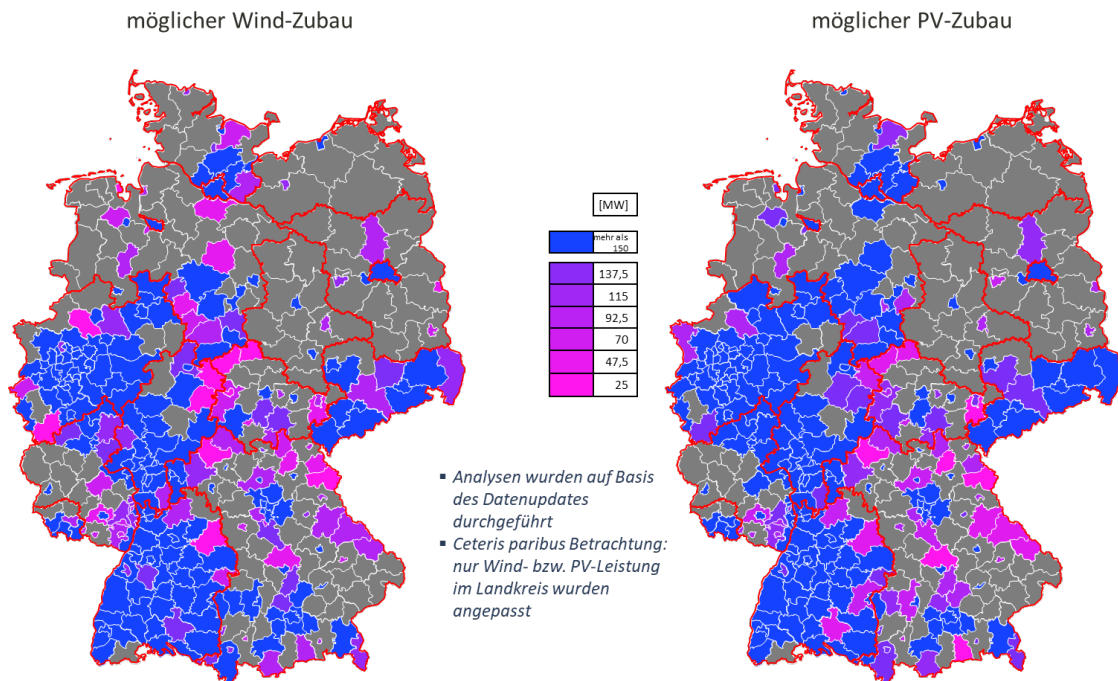


Bild 3.7 Möglicher Zubau bis zur Erreichung der „VNAG-Schwelle“

⁶¹ Diese Berechnung erfolgt jeweils unter der Annahme, dass nur die PV- bzw. die Wind-Leistung erhöht wird.

Steuerung in Bezug auf kurzfristige Netzintegrationskosten und mit Fokus auf einer Steuerung zwischen Verteilungsnetzen

Denkbar ist grundsätzlich auch eine nur temporär angelegte Steuerung. Dabei soll der Ausbau in Verteilungsnetzen temporär vermieden werden, in denen ein geplanter Netzausbau noch nicht umgesetzt ist und in denen daher Netzengpässe auftreten bzw. auftreten würden, wenn zusätzliche EE-Anlagen vor Umsetzung des Netzausbaus zugebaut würden. Die Netzengpässe lösen dann Engpassmanagementmaßnahmen und entsprechend damit verbundene Kosten aus. Anders als bei der dauerhaft angelegten Steuerung sind dann nicht die langfristigen Netzintegrationskosten relevant, die im Wesentlichen die Netzausbaukosten abbilden, sondern diejenigen Kosten, die bei Annahmen eines weitestgehend unveränderlichen Netzes durch das Engpassmanagement entstehen.

In dem oben bereits erwähnten Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien wurde gezeigt, dass historisch Engpassmanagementkosten für Windanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen durchschnittlich bei ca. 0,63 ct/kWh lagen, in Baden-Württemberg (und weiteren südlichen Bundesländern wie Rheinland-Pfalz, Saarland, Hessen oder Bayern) hingegen bspw. bei nahezu 0 ct/kWh. Diese Engpassmanagementmaßnahmen werden allerdings nicht ausschließlich durch Verteilungs- sondern auch (und bislang überwiegend) durch Übertragungsnetzengpässe ausgelöst. Sind Übertragungsnetzengpässe ursächlich, so dürfte in der Regel eine Verlagerung des EE-Ausbau zwischen, ggf. benachbarten Verteilungsnetzen nicht ausreichend sein, um das Engpassmanagement zu vermeiden. Außerdem lassen sich im Vergleich zu Übertragungsnetzen Verteilungsnetze relativ kurzfristig ausbauen, sodass Umsetzungsprobleme eine untergeordnete Rolle spielen. Insgesamt schmälert dies den Nutzen einer temporären Steuerung im Hinblick auf Verteilungsnetze.

Steuerung in Bezug auf kurzfristige Netzintegrationskosten und mit Fokus auf einer Steuerung zwischen Verteilungsnetzen

Eine großräumige Steuerung des EE-Ausbaus betrifft in erster Linie das Übertragungsnetz. So könnte eine dauerhafte Verlagerung des Windenergieausbaus in den Süden den Engpässen auf der Nord-Süd-Achse entgegenwirken und den Ausbaubedarf dauerhaft verringern. Im oben genannten Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien wird auf Basis der Langfrist- und Klimaszenarien abgeschätzt, dass durch eine Verlagerung von Windzubau vom Norden in den Süden langfristig Übertragungsnetzkosten in einer Größenordnung von 0,2 ct/kWh bezogen auf die Windenergieerzeugung eingespart werden könnten.⁶² Vor dem Hintergrund dieser eher geringen Einsparungen wäre eine dauerhaft angelegte Steuerung mit Fokus auf dem Übertragungsnetz eher von begrenztem ökonomischen Nutzen, sofern überhaupt davon auszugehen ist, dass angesichts des langfristigen Ausbaubedarfs und der vorhandenen Potenziale eine regionale Steuerung zielführend ist. Ferner ist zu beachten, dass die Netzausbaukosten der im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) gelisteten Vorhaben aufgrund der langen Vorlaufzeiten faktisch nicht mehr entscheidungsrelevant sind. Rein ökonomisch betrachtet dürf-

⁶² Grimm et al. haben in ihrer Analyse aus dem Jahr 2017 für die Monopolkommission ermittelt, dass eine verbrauchsnahe Ansiedlung von EE-Anlagen höhere Effizienzgewinne in der Größenordnung von 2,7 Mrd. Euro pro Jahr ermöglichen könnten. Allerdings sei hier angemerkt, dass die die ermittelte Kosteneinsparung auf einer teils sehr vereinfachten und auch ausschließlich auf ein Stichjahr begrenzten Modellierung basiert. Angesichts von Ergebnissen anderer Studien, die darauf hindeuten, dass Netzausbau (und ggf. residualer Redispatch) die volkswirtschaftliche effizientere Maßnahme ist, sind die Ergebnisse aus Grimm et al. (2017) zumindest im Hinblick auf Annahmen und die Wirkung von Modellvereinfachung zu hinterfragen.

ten nur Systemintegrationskosten für Anlagen berücksichtigt werden, deren Standortentscheidung nicht den Erwartungen der NEP-Szenarien folgt; jedenfalls, wenn dies mit einer Erhöhung der allokativen Effizienz begründet werden soll.

Entsprechende Potenziale vorausgesetzt, könnte eine Steuerung aber in Betracht kommen, wenn sich Netzausbau dauerhaft nicht umsetzen lässt, selbst wenn er volkswirtschaftlich unter Kostengesichtspunkten vorteilhaft wäre. Allerdings stellt sich dann die Frage, ob diese Steuerung nur im Rahmen der EE-Förderung und nicht besser grundsätzlich im Strommarktdesign – und damit für alle Marktakteure – verankert werden sollte. Unter Annahme eines gegebenen (maximalen) Netzausbaus dürfte dies die Gesamtkosten des Strom-/Energiesystems reduzieren.

Steuerung in Bezug auf kurzfristige Netzintegrationskosten und mit Fokus auf dem Übertragungsnetz

Eine temporär angelegte Steuerung mit großräumiger Steuerung zielt vor allem auf die Engpässe im Übertragungsnetz in Nord-Süd-Richtung ab. Der geplante Netzausbau wirkt den Engpässen zwar langfristig entgegen, durch die Bauverzögerungen entstehen jedoch schon heute Kosten für Engpassmanagement in einem Umfang, der einen temporären Eingriff in die regionale Verteilung des EE-Ausbaus grundsätzlich rechtfertigt. Als Ausgangspunkt für die Einordnung der Engpassmanagementkosten können die oben bereits erwähnten 0,6 ct pro erzeugte kWh aus Windenergieanlagen im Norden dienen. Zudem stellt das notwendige Engpassmanagement auch ein Akzeptanzhemmnis für den EE-Ausbau dar.

3.3.2 Reduzierung der Förderkosten

Die Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen an Land sind stark von den Windbedingungen des jeweiligen Standortes abhängig. Müssen zur Zielerreichung auch weniger windhöfliche Standorte erschlossen werden, können preisdiskriminierende Instrumente wie das Referenzertragsmodell oder regional differenzierte Höchstwerte die Förderkosten reduzieren. Beim Referenzertragsmodell sind dabei gegenläufige Effekte zu beachten: Auf der einen Seite wird die Erschließung von Standorten mit höherem Vergütungsbedarf erleichtert. Auf der anderen Seite wird die Vergütung der besseren Standorte begrenzt und nicht am Förderbedarf der teuersten Anlage ausgerichtet. Die Reduzierung der Förderkosten ist kein Ziel der regionalen Steuerung im engeren Sinn, im Fall des Referenzertragsmodells besteht jedoch eine gewisse „Korrelation“.

Grundsätzlich gilt es zu beachten, dass eine Reduzierung der Förderkosten nicht mit einem Wohlfahrtsgewinn einhergehen muss, da die Förderkosten nur einen Teil der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des EE-Ausbaus bilden.

3.3.3 Bundesweite Verteilung des EE-Ausbaus

Die Energiewende wird häufig als gesamtgesellschaftliche Aufgabe betrachtet, die sowohl Chancen als auch Lasten mit sich bringt. So sind in den Bau und den Betrieb der dezentralen Erzeugungseinheiten viele Akteure eingebunden. Dies schafft Arbeitsplätze und generiert zusätzliche Einnahmen für die Standortkommunen (u. a. Gewerbesteuer und finanzielle Beteiligung nach § 6 EEG 2021). Gleichzeitig stellt jede Anlage einen Eingriff in das Landschaftsbild und den Lebensraum dar. Die heutige Steuerung des Windenergieausbaus in Deutschland⁶³ zielt daher nicht zuletzt auf eine angemessene Verteilung der Nutzen und Lasten ab. Ferner verfolgen viele Bundesländer und Kommunen inzwischen eigene Ziele für den Klimaschutz und

⁶³ Siehe Bundesrat (2015) und Bundestag (2016)

den Ausbau der erneuerbaren Energien. Um diese zu erreichen, müssen die wirtschaftlichen Voraussetzungen zum Bau und Betrieb der Anlagen gegeben sein, was derzeit noch für die überwiegende Zahl der Anlagen eine entsprechende Förderung voraussetzt.

Zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele auf Bundesebene sind (langfristig) Standortpotenziale im gesamten Bundesgebiet zu erschließen. Ein kontinuierlicher Ausbau in allen Teilen Deutschlands kann dabei helfen, regionale Strukturen und Kompetenzen aufzubauen bzw. zu erhalten. Dies betrifft nicht zuletzt behördliche Aufgaben, wie die Ausweisung von Flächen und die Genehmigung von Projekten. Ferner kann der Aufbau bzw. Erhalt lokal verankerter Projektierer und Betreiber zur Akzeptanz in der Gesellschaft beitragen und die Erschließung der Standortpotenziale erleichtern bzw. beschleunigen.

Die Stiftung Klimaneutralität hat im Januar 2021 einen Regelungsvorschlag veröffentlicht, der darauf abzielt, die Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergie an Land schnell und rechtssicher in ganz Deutschland zu erhöhen. Der Vorschlag sieht ein bundesweites Flächenziel vor, das auf Länder und Kommunen heruntergebrochen wird. Flächenausweisungen würden danach nur dann eine Konzentrationswirkung entfalten, wenn die Flächen in Summe mindestens dem sogenannten „Windenergie-Beitragswert“ der jeweiligen Kommune entsprechen. Damit soll sichergestellt werden, dass der Windenergie überall hinreichend Raum gegeben wird. Die neue Bundesregierung strebt diesbezüglich an, künftig zwei Prozent der Landesfläche für die Windenergie an Land auszuweisen. Die nähere Ausgestaltung des Flächenzieles soll im Baugesetzbuch erfolgen (Koalitionsvertrag 2021).

3.4 Instrumente der regionalen Steuerung

Die meisten Instrumente der regionalen Steuerung lassen sich grob in zwei Kategorien einordnen: mengenbasierte und preisbasierte Ansätze. Bei den mengenbasierten Ansätzen werden in den Ausschreibungen Minimal- oder Maximalquoten für bestimmte Teilgebiete definiert. Der Ausbau lässt sich damit vergleichsweise effektiv – wenn auch nicht zwingend effizient – steuern. So kann mit Hilfe einer Maximalquote der Ausbau innerhalb eines Teilgebietes wirksam begrenzt werden. Umgekehrt ist jedoch nicht sichergestellt, dass Minimalquoten tatsächlich erreicht werden. Diesbezüglich gilt es zu beachten, dass die Festlegung eines zu kleinen Teilgebietes bzw. einer zu hohen Minimalquote die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen negativ beeinflussen kann.

Bei den preisbasierten Ansätzen wird die Vergütung bzw. das Gebot mit einem regional differenzierten Auf- und/oder Abschlag versehen. Außerhalb der Ausschreibungen sind zudem einmalige oder fortlaufende Abgaben denkbar, wie ein Baukostenzuschuss oder regional differenzierte Netztarife. Die Höhe des monetären Anreizes leitet sich aus dem Ziel des Instrumentes ab, wie z. B. der Internalisierung der Netzausbaukosten. Die Parametrierung ist häufig herausfordernd, wobei Fehler sowohl zum Wegfall der Steuerung als auch zu einer ineffizienten Übersteuerung führen können (Maurer 2016).

Bei perfekter Voraussicht und vollständiger Kostentransparenz sind mengen- und preisbasierte Ansätze grundsätzlich ineinander überführbar, d. h. führen zu gleichen bzw. sehr ähnlichen Ergebnissen. Unter Unsicherheit sind die Ergebnisse einer mengenbasierten Steuerung dagegen besser prognostizierbar, setzen jedoch in jedem Fall eine zentrale Planung und tendenziell mehr zentrales Wissen voraus.

In den nachfolgenden Abschnitten werden drei Instrumente der regionalen Steuerung näher betrachtet: das Referenzertragsmodell zur Förderung eines bundesweiten Ausbaus und zur Reduzierung der Förderkosten, die Verteilernetzkomponente als Vertreter einer netzdienlichen Steuerung mit kleinräumigem Fokus und die Übertragungsnetzkomponente zur (vorwiegend)

netzdienlichen Steuerung mit großräumigem Fokus. In die Diskussion der Instrumente sind zudem verschiedene Alternativen eingebunden.

Das Referenzertragsmodell (REM) soll gemäß Abstimmung mit dem Auftraggeber für die weiteren Analysen nicht in Frage gestellt werden und bildet somit die Ausgangsbasis für die nachfolgende Diskussion der Instrumente sowie möglicher Instrumenten-Kombinationen. Zusätzliche Ansätze sind gewünscht, da das REM keinen vollständigen Kostenausgleich schafft, so dass insbesondere süddeutsche Standorte geringere Zuschlagschancen in den Ausschreibungen haben und auch im Hinblick auf die explizite Integration von Netzintegrationskosten Vorteile entstehen könnten.

Wie bereits einleitend dargelegt wird in der Diskussion unterstellt, dass das allgemeine Strommarktdesign selbst keine für den EE-Ausbau relevanten Elemente der Standortsteuerung enthält. Daher wird nur cursorisch ergänzend auf regional differenzierte Märkte wie lokale Märkte oder Preiszonen-Splits eingegangen.

3.4.1 Referenzertragsmodell

3.4.1.1 Beschreibung

Das Referenzertragsmodell ermöglicht eine Anpassung der Vergütungshöhe an die Ertragskraft eines Standortortes. Dazu werden die Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land mit einem ertragsabhängigen Korrekturfaktor zwischen 0,79 (150-Prozent-Standort) und 1,35 (60-Prozent-Standort) multipliziert. Das Ergebnis ist der anzulegende Wert, aus dem sich unter Abzug des Marktwertes die Höhe der gleitenden Marktprämie berechnet. Die Ertragskraft eines Standortortes wird in Prozent angegeben (Gütefaktor) und ergibt sich aus dem prognostizierten bzw. tatsächlichen Standortertrag dividiert durch den anlagenspezifischen Referenzertrag. Letzteres ist jener Ertrag, den eine Anlage desselben Typs an einem gesetzlich definierten Referenzstandort rechnerisch produziert.

3.4.1.2 Wirkung

Durch die Normierung der Gebote auf den Referenzstandort wird die Wettbewerbsposition windschwächerer Standorte in ganz Deutschland gestärkt. Im Hinblick auf die ökonomische Effizienz sind dabei zwei Fälle zu unterscheiden (Ehrhart et al. 2016):

- Die Zuschlagsreihenfolge der Windenergieanlagen (Allokation) bleibt erhalten: Die Erzeugungs- und Netzausbaukosten (= volkswirtschaftliche Gesamtkosten) ändern sich nicht. Durch die Abschöpfung inframarginaler Renten verringern sich jedoch die Förderkosten. Es sinken damit aber auch Anreize zur Erschließung besonders guter Standorte.
- Die Zuschlagsreihenfolge der Windenergieanlagen wird verändert: Die Erzeugungskosten (Stromgestehungskosten der geförderten Anlagen) steigen. Dem Anstieg können jedoch – mit den oben beschriebenen Einschränkungen hinsichtlich der Treffsicherheit des REM – geringere Netzkosten entgegenstehen, sodass die Wirkung auf die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten nicht eindeutig ist. Ähnliches gilt für die Förderkosten: Während die Abschöpfung von Renditen an guten Standorten die Förderkosten senkt, bewirkt der Eingriff in die Zuschlagsreihenfolge einen gegenläufigen Effekt (Windenergieanlagen mit höheren Erzeugungs-/Förderkosten werden vorgezogen).

Ausgehend von den in Abschnitt 3.2.3 vorgestellten und diskutierten mittleren Stromgestehungskosten zeigt Bild 3.8 die normierten Gebotswerte, die sich aus der Multiplikation mit den Korrekturfaktoren nach § 36h EEG 2021 in Abhängigkeit des Gütefaktors ergeben. Die Darstellung verdeutlicht, dass das REM die Kostenunterschiede nicht vollständig ausgleicht. Insbesondere Standorte mit einem Gütefaktor kleiner als 70 % müssen mit größeren Wettbewerbs-

nachteilen rechnen. In der Begründung zum EEG 2021 heißt es mit Blick auf den Korrekturfaktor für den 60-Prozent-Standard: „Der Korrekturfaktor in Höhe von 1,35 gleicht dabei nur zum Teil die geringeren Stromerträge aus. Damit wird sichergestellt, dass nur die besonders kostengünstig zu erschließenden Standorte in den Ausschreibungen mit windstärkeren Standorten wettbewerbsfähig werden.“ (Bundestag 2020a). Es ist anzumerken, dass die ausgewiesenen Stromgestehungskosten lediglich eine Näherung darstellen, im Zeitverlauf weiter sinken können und projektabhängig stark variieren. Im Zusammenhang mit der Festlegung der Korrekturfaktoren haben zudem verschiedene Akteure eine steilere Korrekturfaktorkurve gefordert, da bestehende Stromgestehungskosten-Berechnungen die Kostenunterschiede nur unzureichend abbilden würden (siehe u. a. Schemm 2016).

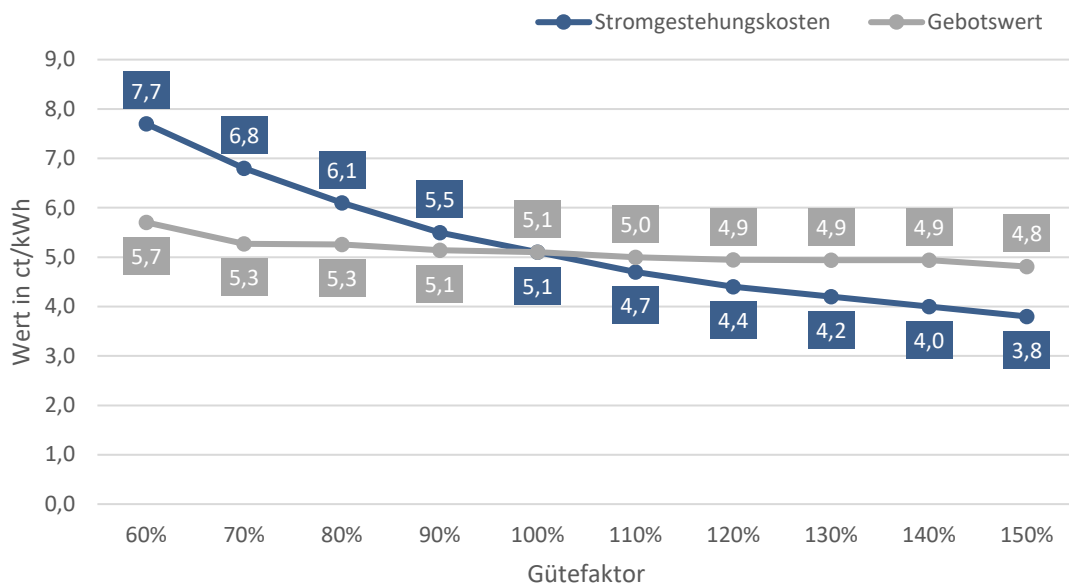


Bild 3.8 Stromgestehungskosten und Gebotswerte nach Gütefaktoren (Quelle: Stromgestehungskosten nach WindGuard et al.)

Da geringere Erträge durch eine höhere Vergütung kompensiert werden, senkt das Referenzertragsmodell das Ertragsrisiko für Betreiber. Mindererträge können dabei bedingt sein durch eine fehlerhafte Prognose der Windbedingungen am Standort, genehmigungsrechtliche Auflagen zur Abschaltung der Anlage, Abschattungsverluste durch benachbarte Windenergieanlagen oder eine fehlende technische Verfügbarkeit der Anlage (letzteres begrenzt auf 2 % des Bruttostromertrags). Mögliche Fehlanreize zur gezielten Drosselung von Anlagen sind nicht gänzlich auszuschließen.

3.4.1.3 Diskussion

Das Referenzertragsmodell ist seit dem Jahr 2000 ein fester Bestandteil des Fördersystems für Windenergieanlagen an Land. Es begünstigt in einem gewissen Rahmen die bundesweite Erschließung von Windenergiestandorten – wenn auch nicht gezielt –, hat das Potenzial Förderkosten zu senken und reduziert Ertragsrisiken. Nachteilig ist die relativ hohe Komplexität des Modells. Wie bei allen preisbasierten Steuerungsansätzen stellt die Parametrierung eine Herausforderung dar und ist mit dem Risiko einer Über- bzw. Untersteuerung behaftet. Dabei kann eine zu starke Kompensation von Standortnachteilen nicht nur den Druck nehmen, die windhöchsten Standorte (innerhalb einer Region) bevorzugt zu erschließen, sondern im Extremfall

auch Anreize zur Drosselung der Anlagen setzen. Die Normierung der Gebote auf den Referenzstandort verschleiert die tatsächliche Vergütungshöhe und schließt einen direkten Wettbewerb mit anderen Technologien aus. Auch Kostenvergleiche sind erschwert.⁶⁴

Eine Kombination des Referenzertragsmodells mit anderen preisbasierten Ansätzen ist grundsätzlich denkbar, es entstehen aber Wechselwirkungen, die näher zu diskutieren sind. So hatte das REM bislang lediglich die Aufgabe, die Gebotsreihung entsprechend der Präferenzen zur Korrektur von Standortunterschieden zu beeinflussen. Den sich daraus ergebenden konkreten zahlenmäßigen Unterschieden zwischen den Gebotswerten kommt bei alleiniger Anwendung des REM keine besondere Bedeutung zu. In Kombination mit einem ebenfalls preisbasierten Instrument wie der VNK (s. u.) ändert sich dies. Wie die VNK wirkt (insb. ob sich die Zuschlagsreihenfolge verändert) hängt bei gegebener VNK-Höhe von den konkreten Gebotswertunterschieden ab. Damit beeinflusst also die Parametrierung des REM auch die Wirkung der VNK. Insbesondere sind unterschiedliche Parametrierungen des REM denkbar, die in Bezug auf die Korrektur von Standortgüteunterschieden die gleiche Wirkung hätten, sich aber in Bezug auf die Wirkung der VNK unterscheiden.

Statt an den Energieerträgen könnte die standortdifferenzierte Vergütung theoretisch auch an den Windverhältnissen (mittlere Windgeschwindigkeit bzw. mittlere Windleistungsdichte) ausgerichtet werden (ET 2013). Anlagen- und auslegungsspezifische Einflüsse würden damit eliminiert und die Transparenz erhöht. Das Ertragsrisiko der Betreiber würden dagegen steigen. So würden vor allem genehmigungsrechtliche Abschaltauflagen die Wettbewerbsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit eines Standortes stärker als bisher gefährden. Voraussetzung wäre zudem eine bundesweit einheitliche Bestimmung der Windverhältnisse, z. B. in Form eines Windatlas mit hinreichender Auflösung und Genauigkeit.

Regional differenzierte Höchstwerte, wie zuletzt in der GemAV verankert, stellen zumindest partiell eine Alternative zum Referenzertragsmodell dar. So können diese eine Überförderung in windreichen Regionen begrenzen. Einen bundesweiten Ausbau der Windenergie reizen regional differenzierte Höchstwerte dagegen nicht an, da sich nur die günstigsten Standorte im Wettbewerb durchsetzen würden.

3.4.2 Verteilernetzkomponente

3.4.2.1 Beschreibung

Die Verteilernetzkomponente (VNK) ist ein preisbasierter Ansatz, mit dem die langfristigen Kosten des Verteilnetzausbaus internalisiert werden können. Die VNK kam von 2018 bis 2020 in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen zur Anwendung. Landkreise und kreisfreie Städte, in denen die maximale Rückspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das vorgelagerte Höchstspannungsnetz die Höchstlast überstieg, wurden als Verteilernetzausbaugebiete eingestuft. Projekte innerhalb dieser Gebiete wurden im Zuschlagsverfahren mit einem technologie- und landkreisspezifischen Wettbewerbsmalus belegt, der an den durchschnittlichen langfristigen Netzintegrationskosten für die Hochspannungsebene (einschließlich Umspannebene zur Höchstspannung) angelehnt war. Für Windenergieanlagen an Land reichte die VNK von 0 bis 0,584 ct/kWh.

⁶⁴ Aufgrund der Meldepflichten aus der Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) sind belastbare Aussagen zur Höhe des Vergütungsanspruchs frühestens nach der Inbetriebnahme möglich (siehe Meldepflichten zu den Gütefaktoren in Tabelle II Nr. II.2.5.3 bis II.2.5.6 MaStRV). Zudem unterliegen die angegebenen Gütefaktoren nicht der Netzbetreiberprüfung.

3.4.2.2 Wirkung

- Die VNK setzt einen Anreiz, den Ausbau erneuerbarer Energien in Gebiete mit geringen EE-bedingten Verteilnetzausbaukosten zu verlagern, indem sie die Zuschlagschancen für Projekte in den übrigen Gebieten mindert (Wettbewerbsmalus).
- Da Projekte mit höheren Gebotswerten, aber ohne Malus, Projekte mit niedrigeren Gebotswerten mit Malus verdrängen können, nehmen die Förderkosten tendenziell zu. Dem stehen jedoch geringere Netzkosten (Netzentgelte) gegenüber, so dass die Gesamtsystemkosten bei korrekter Parametrierung insgesamt sinken (Windguard 2020).
- Die VNK verändert nur die Gebotsreihung in der Ausschreibung. Insbesondere in unterzeichneten Ausschreibungen entsteht damit grundsätzlich nicht das Risiko, dass Zubau verhindert wird, wie es hingegen bei der Festlegung von maximalen Zubaumengen für bestimmten Regionen der Fall sein könnte, wenn es keine Sonderregelungen für unterzeichnete Ausschreibungen gibt.

3.4.2.3 Diskussion

Die VNK internalisiert durchschnittliche, langfristige Kosten des EE-bedingten Verteilnetzausbaus und hat damit grundsätzlich das Potenzial, die Gesamtsystemkosten des EE-Ausbaus zu reduzieren. Die tatsächlichen Netz- und Lastsituation sowie technische Abgrenzung von Netzgebieten wird nicht berücksichtigt, da dies im Hinblick auf die praktische Umsetzbarkeit und insbesondere die Transparenz des Vorgehens zu kaum überwindbaren Herausforderungen führen würde. Konzeptgemäß bleiben die jeweils aktuell freien Kapazitäten in einem Netzgebiet in der konkreten, bisherigen Ausgestaltung der VNK unberücksichtigt, denn das Grundkonzept der VNK zielt auf die Internalisierung von durch die Anlagen verursachten Netzinfrastrukturkosten ab. Dabei wird bewusst auf langfristige, durchschnittliche Wirkungen (durchschnittliche Kostenbeiträge) abgestellt. Die Frage, ob eine einzelne zusätzliche EE-Anlage basierend auf den aktuellen Netzausbauzustand zusätzliche Netzkosten durch Ausbaubedarf verursacht, soll dabei bewusst keine Rolle spielen. Denn diese Berücksichtigung des Ausbaustands des konkreten Netzes (und damit im Hinblick auf die durch die VNK anzulastenden Netzkosten konsequenterweise auch eine Berücksichtigung der Stufigkeit des Netzausbaus) würde nicht eine Steuerung hin auf ein mittel- und langfristiges Systemkostenoptimum bedeuten, sondern auf eine kurzfristig bestmögliche Ausnutzung vorhandener Netzkapazitäten abzielen. Dies könnte aber deutlich am langfristigen Optimum vorbeigehen, insb. da dies zu einem erheblichen Stop-and-Go-Effekt führen dürfte.⁶⁵

E-Bridge et al. (2019) diskutiert alternativ zur VNK einen Baukostenzuschuss für Erzeuger. Betreiber sind danach dazu verpflichtet, sich an den Kosten des Netzausbaus zu beteiligen, sofern die zusätzliche Einspeisung für die Auslegung des Netzes relevant ist. Die Höhe des BKZ kann entweder individuell auf Basis historischer Anschaffungsausgaben im jeweiligen Netzgebiet berechnet oder von der Regulierungsbehörde vorgegeben werden. Grundsätzlich ist dieser Ansatz in der Wirkung der VNK ähnlich (oder führt zu den oben beschriebenen Stop-and-Go-Problemen). Wesentlicher Unterschied zur VNK ist die Zahlungswirksamkeit des Instruments. Diese ist in der Umsetzung aufwändiger, würde aber im Ergebnis beispielsweise Verzerrungen bei Netzentgelten entgegenwirken, da Teile der Netzkosten dann von den EE-Anlagenbetreiber getragen werden.

3.4.3 Übertragungsnetzkomponente

⁶⁵ E-Bridge et al.(2019) schlagen eine modifizierte Verteilernetzkomponente vor, die sich an historischen EE-Abregelungen oder frei verfügbaren Kapazitäten in den jeweiligen Netzregionen bzw. Netzknoten orientieren soll. Dieser Vorschlag weist aber gerade die beschriebenen Risiken im Hinblick auf Transparenz, Fehlparametrierung und Stop-and-Go-Zyklen auf.

3.4.3.1 Beschreibung

Als Alternative zur Südquote wurde in den letzten Jahren die Einführung einer Übertragungsnetzkomponente diskutiert. Tiedemann et al. (Windguard 2020) beschreiben hierzu eine mögliche Ausgestaltung. Danach erhalten Gebote, die für Windenergieanlagen in der Südregion eingereicht werden, im Zuschlagsverfahren einen Wettbewerbsbonus – analog zur VNK, nur mit umgedrehtem Vorzeichen. Der Zuschlagswert bleibt davon unberührt.

Die Höhe der Übertragungsnetzkomponente kann entweder an vermiedenen Netzausbaukosten (Größenordnung 0,2–0,3 ct/kWh⁶⁶) oder vermiedenen Engpassmanagementkosten (Größenordnung 0,6 ct/kWh) ausgerichtet werden, wobei letztere nicht für den gesamten Betriebszeitraum der EE-Anlage angesetzt werden können. Wird die Höhe der Übertragungsnetzkomponente an den vermiedenen Netzausbaukosten orientiert, ist wie oben dargelegt zu beachten, dass die Netzausbaukosten der im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) gelisteten Vorhaben aufgrund der langen Vorlaufzeiten faktisch nicht mehr entscheidungsrelevant sind. Es stellt sich daher die Frage, ob eine Internalisierung dieser Kosten im Rahmen der Ausschreibung überhaupt zu einer höheren allokativen Effizienz führt, wenn durch einen regional veränderten EE-Ausbau, die Kosten dieser Netzausbaumaßnahmen gar nicht mehr verändert werden, da die Umsetzungsentscheidung als bereits getroffen gewertet wird. Auch wenn Netzausbau über die im BBPIG adressierten Projekte hinaus zu erwarten ist, dürfte dieser Ausbau über BBPIG hinaus nur in eher geringem Umfang in einen relevanten Teil des Betriebszeitraums der in der nächsten Zeit zu errichtenden Anlagen realistisch sein. Dies würde dann die Höhe der Übertragungsnetzkomponente ausgehend von den o. g. 0,2–0,3 ct/kWh noch einmal deutlich reduzieren.

3.4.3.2 Wirkung

- Die Übertragungsnetzkomponente setzt einen Anreiz, den Ausbau der Windenergie an Land in Regionen südlich der Übertragungsnetzengpässe zu verlagern, in dem sie die Zuschlagschancen für Projekte in dieser Region erhöht (Wettbewerbsbonus).
- Bei korrekter Parametrierung kann die Komponente die Effizienz des Gesamtsystems theoretisch erhöhen. Die Effekte sind dabei analog zur VNK: Während die Förderkosten durch die Verdrängung von Projekten mit niedrigeren Gebotswerten steigen, sinken im Gegenzug die Netzkosten.
- Wie bei der VNK sind Wechselwirkungen mit dem bestehenden REM zu beachten (vgl. Abschnitt 3.4.1.3)

3.4.3.3 Diskussion

Mit der Übertragungsnetzkomponente lassen sich Systemintegrationskosten, insb. auf Ebene der Übertragungsnetzkosten internalisieren. Wie bei den meisten Ansätzen ist die Parametrierung der Übertragungsnetzkomponente nicht trivial. Dies liegt vor allem an der relativ hohen Vermaschung des Übertragungsnetzes sowie dessen Nutzung für Transitflüsse. So lassen sich netzdienliche Maßnahmen und der Ausbaubedarf des Netzes in der Regel nicht einzelnen EE-Anlagen in bestimmten Netzregionen bzw. an bestimmten Netzknoten zurechnen (E-Bridge et al. 2019). Verschiedene Studien verweisen darauf, dass die zuletzt diskutierte Größenordnung von 0,2 bis 0,3 ct/kWh in Anbetracht der Stromgestehungskostenunterschiede zwischen Nord- und Südstandorten kaum eine Wirkung entfalten würde. In Kombination mit dem REM ist diese Aussage jedoch zu relativieren.

3.4.4 Regional differenzierte Marktpreise

⁶⁶ Zwischen Union und SPD war 2018 eine Übertragungsnetzkomponente in Höhe von 0,3 ct/kWh im Gespräch (Klimareporter 2018). Abschätzungen von (BMW i 2019a) auf Basis der „Langfrist- und Klimaszenarien“ legen eine Größenordnung von 0,2 ct/kWh nahe.

3.4.4.1 Beschreibung

Der für die Vermarktung von Strom aus EE-Anlagen relevante deutsche Strommarkt ist bisher durch eine sogenannte einheitliche deutsche Gebotszone gekennzeichnet. Dies bedeutet, dass aus Sicht einer Erzeugungsanlage die zu einem bestimmten Zeitpunkt produzierte Strommenge unabhängig vom Standort der Anlage innerhalb Deutschlands den gleichen Marktwert aufweist.

Bereits seit geraumer Zeit werden mit unterschiedlichen Argumentationen Vorschläge vorgebracht, die zu einer Differenzierung der Strommarktpreise innerhalb Deutschlands führen würden. Hierzu zählen insbesondere Vorschläge zur Aufteilung der deutschen Gebotszone in mehrere Zonen – häufig: eine Nord- und eine Südzone entlang der heutigen Nord-Süd-Engpässe – sowie Vorschläge zur Einführung lokaler Flexibilitätsmärkte.

3.4.4.2 Wirkung

Die diskutierten Ansätze wirken grundsätzlich auf alle Akteure am Strommarkt und nicht nur auf EE-Anlagen.

Wie solche Ansätze auf die regionale Verteilung des EE-Zubaus wirken, hängt von weiteren Ausgestaltungsparametern des Förderdesigns ab. Regionale differenzierte Marktpreise führen zunächst dazu, dass sich der Marktwert einer EE-Anlage *ceteris paribus* (insb. bei fiktiver Annahme eines gleichen Einspeiseprofiles) standortabhängig verändert. Dies kann grundsätzlich das Entscheidungskalkül von Investoren in EE-Anlagen verändern, insb. die Standortentscheidung. Dies setzt aber voraus, dass die Anlagenbetreiber tatsächlich dem standortspezifischen Marktwertunterschied ausgesetzt sind und sie diese hinreichend gut antizipieren können. Ob ersteres der Fall ist, hängt insbesondere von der Ausgestaltung der Ermittlung der Förderhöhe ab. Würde die Förderung weiterhin in Form einer gleitenden Marktprämie ausgezahlt und würde der zu deren Ermittlung relevante Marktwert auf Basis des standortspezifischen Marktwerts ermittelt, so würden standortspezifische Marktwertunterschiede wieder nivelliert. Die Antizipierbarkeit hängt von verschiedenen Faktoren ab. Hierzu zählt vor allem die Frage, nach welchen Kriterien alternative Marktgebietszuschnitte festgelegt werden. Tendenziell ist auch zu erwarten, dass größere Marktgebiete besser antizipierbare Marktpreise aufweisen als kleinere, denn je kleiner ein Marktgebiet desto stärker dürfte dieses in der Regel von einzelnen Entscheidungen / Entwicklungen beeinflusst werden (z. B. Zubau einer einzelnen Leitung, eines einzelnen Kraftwerks).

3.4.4.3 Diskussion

Solche Maßnahmen würden sich nicht nur auf EE-Anlagen, sondern auch alle Akteure am Strommarkt auswirken. Daher können sie nicht ausschließlich im Hinblick auf den EE-Zubau bewertet bzw. nur mit Fokus darauf eingeführt werden. Schwerpunkt dieses Papiers sind Instrumente des EE-Förderdesigns. Daher wird zur weiteren Diskussion etwa auf (BMWi 2018) verwiesen. Dort wird das Für und Wider einer stärkeren regionalen Preisdifferenzierung am Strommarkt sowie konkreter Maßnahmen dazu ausführlich diskutiert.

Festhalten lässt sich gleichwohl, dass Standortentscheidungen für zukünftige Investitionen im Stromsystem, die sich zugleich auf den Netzausbau bzw. Netzengpässe auswirken, im Wesentlichen im Bereich des EE-Ausbau zu suchen sind. Ginge es also primär darum, durch geeignete Instrumente zukünftige Standortentscheidungen im Stromsystem so zu beeinflussen, dass sie sich positiv auf das Stromnetz auswirken bzw. dass bei diesen Entscheidungen Wirkungen auf das Stromnetz internalisiert werden, so erscheinen Instrumente, die den EE-Ausbau explizit und fokussiert adressieren, geeigneter als regional differenzierte Preise; denn regional differenzierte Preise haben als Instrument wie oben beschrieben deutlich breitere (und ggf. unerwünschte) Wirkungen als – wenn überhaupt – die Steuerung von Standortentscheidung beim EE-Ausbau.

4 Weiterentwicklung von Fördermechanismen (Arbeitspaket 3)

4.1 Zusammenfassung der Ergebnisse aus Arbeitspaket 3

Vollständige Marktintegration

Vollständige Marktintegration wurde in der Vergangenheit häufig als mittel- bis langfristiges Ziel für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dessen Steuerung formuliert. Inwieweit eine vollständige Marktintegration allerdings tatsächlich wenigstens langfristig weiterhin ein prioritäres Ziel für die EE-Förderung ist, scheint derzeit nicht zuletzt angesichts der jüngst sehr deutlich angehobenen Ausbauziele fraglich, während aber gleichzeitig in der jüngeren Vergangenheit regelmäßig auch zu beobachten ist, dass zumindest einzelne EE-Projekte ohne Förderung realisiert werden können.

Die Analyse in diesem Vorhaben zeigt, dass vollständige Marktintegration als kurzfristiges Ziel kaum sinnvoll sein dürfte: Zum einen erlaubt die aktuelle Situation von Stromgestehungskosten und Marktwerten für einen relevanten Teil der benötigten EE-Investitionen keine marktbasierende Refinanzierung. Zum anderen ist vollständige Marktintegration als kurzfristiges Ziel wenig passfähig zum derzeitigen Rahmen sehr ambitionierter, sektorspezifischer Ziele.

Nichtsdestotrotz kann vollständige Marktintegration aber weiterhin ein sinnvolles mittel- bis langfristiges Ziel darstellen. Dies ist i. W. auch eine Frage politischer Präferenzen und Gewichtungen. So kann z. B. der mit der vollständigen Marktintegration verbundene Verzicht auf eine politisch-regulatorische Mengensteuerung bezüglich des EE-Ausbaus langfristig sowohl positiv als auch negativ bewertet werden.

Verschiedene Förderinstrumente verhalten sich z. T. sehr unterschiedlich im Hinblick auf die Ermöglichung vollständiger Marktintegration. Für die weitere Diskussion um EE-Förderinstrumente bedeutet dies somit, dass grundsätzlich zunächst die Klärung erforderlich ist, ob – nicht zuletzt angesichts der jüngsten Veränderungen in klimapolitischen Zielen – vollständige Marktintegration weiterhin als mittel- bis langfristiges Ziel Bestand hat.

Wird dies vereint, dann steht somit eher die Minimierung der Risiken für Anlagenbetreiber im Vordergrund und damit die Verringerung der Finanzierungs- und mithin auch der Förderkosten. Die im Zusammenhang mit der EE-Förderung in der jüngeren Vergangenheit verstärkt diskutierten beidseitigen Differenzverträge (Contract-for-Differences, CfD) wären dann als Alternative zur heutigen gleitenden Marktprämie verstärkt zu prüfen. Allerdings stellen die mit CfD verbundenen Abregelungsanreize ein relevantes Effizienzrisiko dar, zumindest wenn man nicht hinnimmt, durch eine maximale Verkürzung der Referenzperiode auf eine Stunde die heute aus der gleitenden Marktprämie bekannten positiven Anreize zur Marktwertoptimierung insb. bei der Anlagenauslegung zu verlieren.

Ist vollständige Marktintegration hingegen das mittel- bis langfristige Ziel, so sollte dies bereits bei Entscheidungen hinsichtlich des Förderdesigns für die kürzere Frist berücksichtigt werden.

Hier weist die heutige gleitende Marktprämie den Vorteil auf, dass sie einen graduellen Übergang zwischen Förderung bzw. staatlicher Risikoabsicherung, und der Übernahme langfristiger Marktrisiken erlaubt. Die gleitende Marktprämie sichert die Anlagenbetreiber in einer Situation mit Markterlösen die durchgängig unter den Stromgestehungskosten liegen, sehr weitgehend gegen langfristige Strompreisrisiken („Niveaurisiken“) ab. Verändert sich die Marktsituation allerdings dahingehend, dass zumindest phasenweise Markterlöse oberhalb der Stromgestehungskosten zu erwarten sind, erlaubt die gleitende Marktprämie die graduelle Übernahme von Marktpreisrisiken durch die EE-Anlagenbetreiber. Dies ist nicht zuletzt deshalb vorteilhaft, weil sich auch die Möglichkeit der marktbasierenden Refinanzierbarkeit von EE-Investitionen sich eher

graduell als „von einem Tag auf den anderen“ ergibt. Weiter zu prüfen ist allerdings die Frage, mit welchen Risikomanagementinstrumenten Investoren die derart teilweise übernommenen Marktrisiken geeignet absichern können.

Erstattung von Gebotskosten bei Ausschreibungen für Windenergie an Land

Die Ausschreibungen nach dem EEG für Windenergie an Land sind in den vergangenen Jahren vielfach unterzeichnet gewesen, was im Hinblick auf die Erreichung der Ausbauziele ein erhebliches Problem darstellt. Als ein Grund hierfür wird häufig die mangelnde Flächenverfügbarkeit und damit fehlende Genehmigungen diskutiert. Daneben lässt sich zeigen, dass auch das für die Ausschreibungen für Windenergie an Land spezifische Problem hoher Teilnahmekosten ein wichtiger Faktor für die vergleichsweise geringe Zahl an Geboten ist.

Zu den Teilnahmekosten zählen alle Kosten, die ein potentieller Bieter aufbringen muss, um ein Gebot in einer Ausschreibung platzieren zu können. Im Fall der Wind-Ausschreibung bestehen die Teilnahmekosten ganz überwiegend in den Kosten für die Erbringung der materiellen Präqualifikationsanforderungen, insb. die Erlangung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung. Diese Vorentwicklungskosten betragen nach grober Schätzung im Mittel etwa 8 % der gesamten Kosten für die Realisierung und Umsetzung eines Wind-Ausbauprojekts. Aus Sicht des Bieters stellen die Teilnahmekosten zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe versunkene Kosten dar und würden von rationalen Bietern und unter zumindest bestimmten idealisierten Bedingungen wie vollkommenem Wettbewerb bei Gebotsabgabe nicht berücksichtigt bzw. eingepreist. Dieser Wirkmechanismus führt dazu, dass potentielle Bieter einem relevanten Risiko ausgesetzt sind, dass sie selbst bei erfolgreicher Teilnahme an der Ausschreibung ihre Teilnahmekosten nicht refinanzieren können und sich das Projekt somit ex-post insgesamt als unrentabel erweist. Dies führt dazu, dass zumindest ein Teil der potentiellen Bieter gar nicht erst in die Projektentwicklung entsteigt, da sie ex-ante das Risiko als (zu) hoch einschätzen, ihre erbrachten Vorleistungen später nicht refinanzieren zu können. Aufgrund dieser Logik wird offensichtlich, dass das Risiko niedriger Teilnehmerzahlen bei Ausschreibungen für Wind an Land deutlich höher ist als bei anderen erneuerbaren Energien, bei denen die Teilnahmekosten keine oder eine deutlich geringere Rolle spielen.

Eine Absenkung der Teilnahmekosten für die Ausschreibungen erscheint deshalb vielversprechend, um die Teilnahmebereitschaft an den Ausschreibungen zu steigern. Eine Option hierzu besteht darin, indem die auktionierende Stelle Bietern (unabhängig vom Zuschlag der Gebote) die Kosten der Gebotsabgabe (einschließlich der Planungskosten) ganz oder teilweise erstattet. Solche Erstattungen von Angebotskosten sind in anderen Beschaffungsprozessen, bei denen die Angebotsabgabe mit erheblichen Vorleistungen einhergeht, zumindest nicht unüblich. Allerdings ist die wissenschaftliche Literatur zur Frage der Vorteilhaftigkeit einer Erstattung von Gebotskosten bisher nicht sehr umfangreich. Zudem können die Erkenntnisse aus der wissenschaftlichen Diskussion zu Auktionen mit Teilnahmekosten und Gebotskostenerstattungen nicht einfach auf Ausschreibungen für Windenergie an Land übertragen werden, da sich die wissenschaftlichen Papiere mit einer Ausnahme (Ehrhart et al., 2020) nicht mit den Spezifika der Beschaffungsauktionen für erneuerbare Energie beschäftigen bzw. diese nur vereinfacht, z. B. über Teilnahmekosten, die für alle Teilnehmer gleich angenommen werden berücksichtigen.

Dennoch erscheint der Weg einer Gebotskostenerstattung für die Ausschreibungen bei Windenergie an Land überlegenswert, wenn das Ziel dieser Ausschreibungen eine möglichst vollständige Bedarfsdeckung sein soll. Zur konkreten Gestaltung dieser Erstattung besteht weiterer Forschungsbedarf. Allerdings ist zu erwarten, dass bereits relativ einfache und pauschal ausgestaltete Erstattungssysteme die Teilnahmeanreize steigern. Insofern könnte erwogen werden, eine relativ einfach gestaltete Gebotskostenerstattung für eine begrenzte Zeit zu erproben, um dabei

auch eine empirische Grundlage für eine vertiefte wissenschaftliche Befassung mit der Thematik zu gewinnen und ggf. später das Design zu verfeinern. Gleichwohl wären auch bei einem solchen Vorgehen gewisse Detailfragen für die Ausgestaltung noch zu klären bzw. festzulegen. Aus beihilferechtlicher Sicht spricht nach erster Bewertung zudem vieles dafür, dass die Einführung einer Regelung zur Erstattung von Gebotskosten für Windenergie an Land grundsätzlich beihilfefähig sein kann.

4.2 Vollständige Marktintegration erneuerbarer Energien: generelle Implikationen und Wechselwirkungen mit der aktuellen Instrumentendiskussion

4.2.1 Hintergrund

Im Zusammenhang mit der Diskussion um den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien (EE) wird in Deutschland häufig das Ziel der „vollständigen Marktintegration“ (oder „langfristigen Marktintegration“) genannt. Dabei ist meist nicht scharf definiert, was darunter jeweils konkret verstanden wird. In der Regel wird jedoch ein enger Zusammenhang mit der Entwicklung hin zu einem Zustand gesehen, in dem EE-Anlagen ohne explizite Förderung, rein marktbasierend errichtet und betrieben werden. § 99 Abs. 2 EEG 2021 verpflichtet die Bundesregierung zukünftig zu überprüfen, „ob in absehbarer Zeit ein marktgetriebener Ausbau der erneuerbaren Energien zu erwarten ist“, und für diesen Fall „einen Vorschlag für einen Umstieg von der finanziellen Förderung auf einen marktgetriebenen Ausbau“ vorzulegen. Auch der Koalitionsvertrag der aktuellen Regierungsparteien auf Bundesebene formuliert das Ziel, „die Förderung der Erneuerbaren Energien auslaufen [zu] lassen“ und zwar „mit der Vollendung des Kohleausstiegs“. Zudem zeigt das europäische Recht in diese Richtung: So stellen nach den Verträgen über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) staatliche Beihilfen nur die Ausnahme dar und sind grundsätzlich nicht zugelassen. Angesichts dessen kann – wenngleich die EE-Förderung eine breit genutzte und akzeptierte Ausnahme darstellt – eine vollständige Marktintegration im Sinne eines Ausbaus bzw. Betriebs, der ohne staatliche Beihilfe auskommt, dennoch zumindest auch als langfristiges, europäisches Zielmodell verstanden werden.

Die Diskussion um die vollständige Marktintegration ist oft auch eng verknüpft mit der Frage der Weiterentwicklung des Förderdesigns. Wenn man vollständige Marktintegration als Zustand versteht, in dem auf eine Förderung der EE-Anlagen grundsätzlich und zumindest sehr weitgehend verzichtet wird, und Marktrisiken vollständig bzw. weitgehend von Anlagenbetreibern übernommen werden⁶⁷, dann stellt sich die Frage, inwieweit die mittel- bis langfristige Erreichbarkeit dieses Zustands durch das aktuelle Förderdesign oder ggf. durch zur Diskussion stehende zeitnahe Anpassungen eher begünstigt oder erschwert wird. Auch stellt sich die Frage, welche flankierenden Maßnahmen zweckmäßig und empfehlenswert sein könnten, um vollständige Marktintegration zu erreichen, und welche sonstigen Voraussetzungen hierfür gegeben sein müssten.

Neben der Klärung des Verständnisses des Begriffs der vollständigen Marktintegration stehen die oben genannten Fragen nach Wechselwirkungen mit dem heutigen Förderdesign und ggf. dessen Weiterentwicklungen sowie nach weiteren flankierenden Maßnahmen im Fokus dieses Arbeitspakets. Besonderes Augenmerk liegt auf den Wirkungen und der Rolle von Contract-for-Differences (CfD), die ganz aktuell in Deutschland als zukünftiges Förderinstrument diskutiert

⁶⁷ Mit dem vollständigen Verzicht auf Förderung ist damit nicht nur gemeint, dass ggf. ex-post betrachtet keinerlei Förderzahlungen geflossen sind, sondern auch, dass kein Fördersystem als Backup z. B. bei ungünstiger Marktentwicklung bereit steht. Förderverzicht bedeutet also auch, dass keine staatliche Risikoübernahme erfolgt.

werden. Daneben ist auch die sehr grundsätzliche Frage zu thematisieren, ob vollständige Marktintegration – nicht zuletzt angesichts der jüngst weiter verschärften mittelfristigen EE-Ausbauziele – überhaupt ein erwünschtes bzw. auf absehbare Zeit überhaupt erreichbares Ziel ist.

Im Unterschied zur vollständigen Marktintegration, die – ungeachtet des teilweise noch ungeklärten Verständnisses dieses Begriffs – vielfach als weiterhin relevantes Entwicklungsziel genannt wird, wird die „kurzfristige Marktintegration“ heute als weitgehend erreicht betrachtet. Unter der kurzfristigen Marktintegration wird meist verstanden, dass sich der Einsatz und teilweise die Anlagenauslegung der EE-Anlagen an Marktpreissignalen orientieren. Dies ist durch die Direktvermarktung gewährleistet, die inzwischen für den überwiegenden Teil der deutschen EE-Anlagen umgesetzt ist. Dabei sind die Höhe der ausgezahlten Förderung (derzeit in Form der gleitenden Marktprämie) und der individuellen Vermarktungserlöse entkoppelt, so dass Anlagenbetreiber einen Anreiz haben, auf Marktpreissignale zu reagieren. Ein Diskussionspunkt heute besteht z. T. noch im Hinblick auf die Reaktion des EE-Anlageneinsatzes auf negative Marktpreise (vgl. hierzu ausführlicher Fraunhofer ISI et al., 2015); dieser Aspekt wird in diesem Bericht allerdings nicht vertieft. Im Zusammenhang mit der erwähnten Diskussion um die Einführung von CfD wird teilweise darüber hinaus diskutiert, ob Risiken, die Anlagenbetreibern durch die kurzfristige Marktintegration übertragen wurden, für den weiteren EE-Ausbau wieder auf die Allgemeinheit zurück übertragen werden. Dieser Aspekt wird in diesem Bericht an entsprechender Stelle bei der Darstellung der Effekte einer Einführung von CfD thematisiert.

4.2.2 Begriffsverständnis: Was kann unter vollständiger Marktintegration verstanden werden?

Noch recht unscharf kann vollständige Marktintegration als ein Zustand definiert werden, in dem EE-Zubau ohne Förderung erfolgt. Dies bedeutet, dass EE-Anlagen marktgetrieben, d. h. auf Basis von Marktpreissignalen und auf Basis von längerfristigen Marktpreiserwartungen errichtet werden und damit entsprechende Strompreisrisiken übernehmen.

Bei sehr enger Interpretation würde dies bedeuten, dass die Refinanzierung der Anlagen ausschließlich und über die gesamte Betriebsdauer der Anlagen auf Basis von Markterlösen erfolgt und es keinerlei staatlich garantierten Backup-Mechanismus gibt, der Preis- bzw. Erlösrisiken absichert. Investoren bzw. Betreiber von EE-Anlagen wären dann vollständig den Marktrisiken exponiert.

Kurzfristig erscheint eine so verstandene vollständige Marktintegration allein deshalb nicht als sinnvolles Ziel, weil derzeit ein relevanter Anteil der zur Zielerreichung notwendigen Investitionen in neue EE-Anlagen auf Förderung angewiesen ist. Als perspektivisches „Zielmodell“ für (sehr weitgehend) die gesamte EE-Erzeugung ist eine derart verstandene vollständige Marktintegration aber grundsätzlich denkbar, wenngleich keineswegs zwangsläufig, da es Gründe geben kann, die gegen dieses Ziel sprechen (siehe Abschnitte 4.2.3 und 4.2.4). Allerdings ist festzustellen, dass viele Akteure (jenseits von EE-Investoren) im Energiesystem heute bei ihren Investitions- und Betriebsentscheidung teilweise nicht dem vollen Marktrisiko ausgesetzt sind.⁶⁸ Ein wie

⁶⁸ So erhalten bspw. förderfähige KWK-Anlagen einen Zuschlag (fixe Prämie) auf jede erzeugte kWh Strom. Dieser Zuschlag stellt einen festen Einkommensstrom zusätzlich zu dem Erlösstrom dar, der sich aus Vermarktungserlösen gibt, die Marktrisiken ausgesetzt sind. Auch wesentliche Investitionen im Zusammenhang mit Hochlauf der Wasserstoffproduktion und -nutzung dürften direkte oder indirekte Förderungen erhalten, die die Investitionsrisiken reduzieren. Selbst bei Investitionen in fossil-thermische Kraftwerke bestand in der Vergangenheit über die Brennstoffpreise (bei geeigneter Beschaffungsstrategie) ein gewisser „natürlicher“ Hedge gegenüber Strompreisrisiken.

oben beschriebenes sehr enges Verständnis der vollständigen Marktintegration würde dann bedeuten, dass man die Risikoexposition von EE-Anlagen nicht nur erhöht, sondern sie zugleich stärker als andere Marktakteure Risiken aussetzt.

Eine weniger strikte, aber zugleich auch unschärfere Interpretation von vollständiger Marktintegration könnte demgegenüber darin bestehen, dass Investitionen in EE-Erzeugung ein zu anderen Marktakteuren vergleichbares Risiko tragen (müssen). Dies ist allerdings keine trennscharfe Definition, die eindeutig abgeprüft werden könnte. Sie trägt eher dem möglichen Ziel Rechnung, ein level playing field zu erreichen, auf dem EE-Anlagen weder eine Sonderstellung zukommt (weil man sie weitgehend von allen Risiken freistellt) noch EE-Anlagen im Vergleich zu anderen Marktakteuren in besonderem Maße Risiken ausgesetzt sind.

4.2.3 Ziele und Voraussetzungen vollständiger Marktintegration

Übergeordnete Ziele vollständiger Marktintegration

Vor der Diskussion möglicher Instrumente stellt sich zunächst die grundsätzliche Frage, welches übergeordnete Ziel mit der vollständigen Marktintegration überhaupt erreicht werden soll.

Als wesentliches Ziel wird häufig die Steigerung der Kosteneffizienz des Gesamtsystems vorgebracht. Dem liegt die Vorstellung zugrunde, dass über Marktpreissignale und darauf basierendem dezentralem unternehmerischem Handeln Entscheidungen derart getroffen und koordiniert werden, dass sich das Energiesystem dadurch möglichst wohlfahrtsoptimal entwickelt. Dies setzt freilich voraus, dass bei den zu treffenden Entscheidungen Freiheitsgrade bestehen, d. h. überhaupt Entscheidungen zu treffen sind.

Diesem Verständnis der Wirkung von Marktmechanismen liegt u. a. die Annahme zugrunde, dass das für den kostenoptimalen Zubau von EE-Anlagen und insbesondere dessen Umfang notwendige Wissen in erster Linie bei dezentralen Akteuren vorhanden ist. In Bezug auf die regionale Allokation können beispielsweise dezentrale (in diesem Fall: lokale) Akteure einen relevanten Wissensvorsprung gegenüber einem zentralen Akteur (zentraler Planer / Regulator) haben, dies etwa im Hinblick auf die konkreten lokalen Standortbedingungen, aber auch die Möglichkeiten, gute Standorte zu finden und zu erschließen. Ein weitergehendes Beispiel betrifft die Frage danach, welche Menge an EE-Erzeugung benötigt wird, um Dekarbonisierungsziele zu erreichen. So ist keineswegs von vorneherein klar, welche Menge an EE-Erzeugung langfristig aus Gesamtsystemsicht optimal ist. Die optimale Menge hängt vielmehr stark davon ab, welche alternativen Dekarbonisierungsoptionen zu welchen Kosten in Frage kommen und in welchem Umfang diese ggf. selbst auf grünen Strom zurückgreifen (z. B. durch den Einsatz von grünem Wasserstoff). Auch hier ist denkbar, dass gerade dezentrale Akteure am besten geeignet sind, die Abwägung für z. B. die Dekarbonisierung konkreter Prozesse zu treffen.

Diese Sichtweise ist aber umstritten. Teilweise wird argumentiert, dass das für eine kosteneffiziente Entwicklung entscheidende Wissen gerade nicht dezentral vorliegt, sondern primär zentral vorhanden ist bzw. die kosteneffiziente Systementwicklung einer zentralen Koordination bedarf. Diese andere Ansicht stellt dabei teilweise zwar nicht in Frage, dass z. B. Wissen über Entwicklungspotenziale bei Technologien eher dezentral vorliegt, geht aber davon aus, dass dieses Wissen für eine effiziente Systementwicklung weniger wichtig ist als die Lösung von – zentral zu lösenden – Koordinationsproblemen. Ein Beispiel für solche Koordinationsprobleme ist die Frage danach, wie EE-Ausbau und dessen Regionalisierung mit der zum Transport der EE-Erzeugung notwendigen Netzinfrastruktur koordiniert werden. Ein anderes Beispiel ist zudem die oben bereits erwähnte Frage nach der Entwicklung der benötigten Menge an EE-Erzeugung, die wieder-

rum von der Entwicklung der Stromnachfrage abhängt. Letztere wiederum hängt von vielen weiteren Fragen bezüglich der Transformation des Energiesystems ab, z. B. welche alternativen Energieträger in den verschiedenen Sektoren ab bzw. bis zu welchem Zeitpunkt zur Verfügung stehen. Hier könnte ebenfalls die andere Sichtweise vertreten werden, nach der gerade hierbei eine zentrale Koordination erforderlich ist. Ein konkretes Beispiel wäre die Frage, welche Mengen an Wasserstoff zu welchem Zeitpunkt nachgefragt werden bzw. zur Verfügung stehen und inwiefern diese Mengen importiert oder inländisch produziert werden. Die Menge des inländisch produzierten Wasserstoffs beeinflusst offensichtlich direkt die Höhe der inländischen Stromnachfrage und damit auch die Frage nach der Menge an benötigter EE-Erzeugung. Die Frage der Importe hängt u. a. von der Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur ab. Die Höhe der gesamten Wasserstoffnachfrage hängt u. a. von den Rahmenbedingungen für die Dekarbonisierung in den verschiedenen, potentiellen Nachfragesektoren ab. Es ist zumindest erkennbar, dass zentral getroffene Entscheidungen hier eine Rolle spielen.

Teilweise wird mit der vollständigen Marktintegration auch das Ziel einer „Imageverbesserung“ für den EE-Ausbau verbunden. Zwar scheint im momentanen politischen Umfeld überwiegend Konsens bezüglich der Notwendigkeit eines weiteren, ambitionierten EE-Ausbaus zu herrschen. Dennoch ist ein geförderter EE-Ausbau teilweise negativ konnotiert. Dies geht unter anderem auf die – jedenfalls in der öffentlichen Wahrnehmung – hohen Kosten der EE-Förderung in der Vergangenheit zurück, die regelmäßig zu einer Diskussion über die Finanzierbarkeit des weiteren EE-Ausbaus geführt haben. Außerdem erscheint hier ein Widerspruch zwischen EE-Förderung und den grundsätzlich akzeptierten Zielen eines liberalisierten europäischen Strommarkts zu bestehen. Die vollständige Marktintegration und der – unabhängig vom konkreten Begriffsverständnis jedenfalls – damit verbundene faktische Verzicht auf eine Förderung würde dieser Kritik am EE-Ausbau begegnen.

Voraussetzungen für vollständige Marktintegration

Das Ziel vollständiger Marktintegration kann offensichtlich nur erreicht werden, wenn sich Kosten der EE-Erzeugung und deren Marktwerte⁶⁹ so entwickeln, dass eine marktbasierende Refinanzierung der Investition überhaupt möglich wird. Für bestimmte Segmente ist dieser Zustand derzeit teilweise erreicht, z. B. für Teile der PV-Freiflächen- sowie Wind-Offshore-Potenziale^{70,71}.

Das Hauptargument für eine vollständige Marktintegration ist wie oben beschrieben, dass marktlich koordinierte, dezentral getroffene Entscheidungen bezüglich des EE-Ausbaus eine kosteneffiziente Entwicklung des Energiesystems befördern. Dies setzt voraus, dass überhaupt Freiheitsgrade beim Ausbau bestehen und begründet davon ausgegangen werden kann, dass sich die „optimale Besetzung“ dieser Freiheitsgrade potenziell aus dezentralem Wissen ergeben kann.

Für die kommenden Jahre jedenfalls dürften die Freiheitsgrade beim EE-Ausbau in Deutschland angesichts der hohen Ausbauziele eher gering sein. Kurzfristig scheinen die Voraussetzungen,

⁶⁹ Hiermit sind nicht nur Erlöse aus dem Verkauf der Erzeugung am Stromgroßhandelsmarkt oder im OTC-Handel (ggf. auch über Langfristverträge, PPAs) gemeint, sondern ggf. auch zusätzliche Erlöse aus der Vermarktung der „grünen Eigenschaft“ des erzeugten Stroms, z. B. in Form von Herkunftsnachweisen.

⁷⁰ Dies leitet sich aus aktuellen Ausschreibungsergebnissen, z. B. den „0-Cent-Geboten“ bei Wind-Offshore ab. Bei Wind-Offshore ist allerdings zu beachten, dass durch die nicht vom Investor zu tragenden Kosten für den Netzanschluss, weiterhin ein relevanter Kostenanteil bleibt, der im Zusammenhang Offshore-Windanlagen von der Allgemeinheit getragen wird.

⁷¹ Für die Frage, ob sich EE-Erzeugung aus Markterlösen refinanzieren kann, sind neben anderen Entwicklungen auch weitere grundsätzliche Marktdesignentscheidungen relevant. Diese werden hier nicht vertieft, beeinflussen aber, ob diese Voraussetzung für vollständige Marktintegration erreicht werden kann.

die einen systemischen Nutzen der vollständigen Marktintegration erwarten lassen würden, damit eher nicht gegeben. Insbesondere dürfte für viele Potenziale, die zur (kosteneffizienten) Zielerreichung erschlossen werden sollten, für die nächste Zeit weiterhin eine Förderung erforderlich sein. Mittel- bis langfristig ist allerdings denkbar, dass solche Freiheitsgrade entstehen werden. Aus heutiger Sicht könnte dies gegen Ende dieser oder im Anfang der kommenden Dekade der Fall sein, wenn - als ein Beispiel - Entscheidungsspielräume hinsichtlich der Frage entstehen, ob „Grünstrom“ direkt aus EE-Anlagen oder aus (zwischen gespeichertem, grünen) Wasserstoff produziert wird. Es wird zwar auch dann noch weiterer Zubau an EE-Erzeugung erforderlich sein, aber es scheint zumindest realistisch anzunehmen, dass zunehmend Freiheitsgrade entstehen werden, die auch die im Hinblick auf das Energiesystem kosteneffiziente Menge an EE-Ausbau betreffen.

Für die unten folgende kurz- bis mittelfristige Instrumentendiskussion bedeutet dies, dass es weniger darum geht, sehr kurzfristig eine vollständige Marktintegration durch passende Instrumente umzusetzen. Es kann vielmehr allenfalls darum gehen, den Weg für eine vollständige Marktintegration mittelfristig offen zu halten, wenn diese als prioritäres Ziel angesehen wird.

4.2.4 Implikationen vollständiger Marktintegration

Vollständige Marktintegration bedeutet, dass EE-Anlagenbetreiber auch langfristige Strompreisrisiken übernehmen. Damit einher geht einerseits, dass bestimmte Freiheitsgrade bezüglich des EE-Ausbaus „dem Markt überlassen“ werden. Je nach Auslegung kann dies insbesondere auch die Frage nach der Menge der installierten / zugebauten EE-Erzeugung betreffen. Diese zugebaute Menge an EE-Erzeugung wäre dann nicht mehr überwiegend direkt durch den Regulator gesteuert bzw. steuerbar.

Andererseits geht mit der Risikoübertragung auf die Anlagenbetreiber einher, dass sich deren Renditeerwartung bzw. allgemeiner insgesamt die Finanzierungskosten für die EE-Investitionen erhöhen. Dies kann verschiedene Konsequenzen haben:

- Veränderungen am Förderdesign können grundsätzlich zu Veränderungen in den Akteursstrukturen führen. Akteure sind in unterschiedlichem Maße bereit bzw. in der Lage, Risiken zu übernehmen. So dürften Investitionen mit höherem Risiko bspw. den Anteil von institutionellen Finanzmarktakteuren oder Akteuren, die in der Lage sind, Projekte mit höherem Eigenkapitalanteil zu realisieren, erhöhen. Diese Verschiebung in der Akteursstruktur geht dann auch mit Verteilungseffekten einher, d. h. andere Akteure profitieren von Investitionschancen.
- Höhere Finanzierungskosten bedeuten höhere Stromgestehungskosten und damit auch höhere Refinanzierungsbedarfe für Investitionen in EE-Anlagen. Für den Fall, dass sich die Investitionen ausschließlich über Vermarktungserlöse refinanzieren müssen, können höhere Finanzierungskosten ceteris paribus (bei gegebenen Marktwerten) dazu führen, dass bestimmte EE-Potenziale nicht ausgebaut werden, weil die Investition durch die höheren Finanzierungskosten nicht mehr wirtschaftlich ist. Dies geht aber nicht zwangsläufig mit einer ineffizienten Allokation (in Bezug auf Standorte, Technologien, Anlagenauslegung) einher.⁷²
- Eine offene Frage ist, inwieweit die höheren Finanzierungskosten für EE-Projekte tatsächlich auch höhere volkswirtschaftliche Kosten bedeuten. Sicherlich zu weitgehend wäre sowohl

⁷² Denkbare wäre allerdings schon, dass hieraus volkswirtschaftlich ineffiziente Allokationsentscheidungen resultieren, wenn sich Verzinsungsanforderungen erhöhen. Aufgrund des hohen Investitionskostenanteils bei EE-Anlagen und grundsätzlich ähnlicher Nutzungs-/Abschreibungsdauern der Anlagen, dürfte dieser Effekt aber tendenziell weniger relevant sein.

die Annahme, dass höhere Finanzierungskosten in vollem Umfang höhere volkswirtschaftlichen Kosten des EE-Ausbau bedeuten, als auch die Annahme, dass höhere Finanzierungskosten keine Auswirkungen auf die volkswirtschaftlichen Kosten haben:

- Die höheren Finanzierungskosten sind Folge einer Übertragung von Risiken, die zuvor von der Allgemeinheit und von den Anlagenbetreibern getragen wurden. Die Kosten dieser Risikotragung würden in den höheren Finanzierungskosten dann zunächst vor allem transparent, wohingegen sie bei der Risikotragung durch die Allgemeinheit „verschleiert“ blieben.
- Die Abwicklung von Risiken ist mit Transaktionskosten – und damit „harten“ volkswirtschaftlichen Kosten – verbunden. Diese steigen, wenn höhere Risiken übernommen werden. Insofern geht ein Teil der höheren Finanzierungskosten auch auf höhere Transaktions- und damit volkswirtschaftliche Kosten zurück. Ein Beispiel ist etwa die höhere Wahrscheinlichkeit für Insolvenzen für Anlagenbetreiber, wenn diese einem höheren Risiko ausgesetzt sind. Die Abwicklung dieser Insolvenzen wiederum erzeugt volkswirtschaftliche Kosten. Dem steht aber gegenüber, dass durch die verringerte Risikotragung auf Seiten der Allgemeinheit dort auch in gewissem Umfang Transaktionskosten eingespart werden. Über das „Vorzeichen“ der „Nettowirkung“ beider Effekte lässt sich ohne weiteres keine Aussage treffen.

Die Diskussion dieser Implikationen zeigt, dass dem möglichen Nutzen aus einer vollständigen Marktintegration ggf. auch Nachteile gegenüberstehen bzw. bestimmte Effekte als nachteilhaft bewertet werden.⁷³ Ob vollständige Marktintegration ein langfristiges Ziel ist, hängt insofern nicht nur von der Frage ab, ob dieses Ziel überhaupt erreichbar wäre, sondern auch, ob die oben beschriebenen Implikationen in Summe eher erwünschte oder unerwünschte Effekte darstellen. Dies ist zuletzt im Wesentlichen auch eine Frage politischer Präferenzen. So kann z. B. der mit der vollständigen Marktintegration verbundene Verzicht auf eine Mengensteuerung sowohl positiv als auch negativ bewertet werden.

4.2.5 Wechselwirkungen mit der aktuellen Instrumentendiskussion

Die Diskussion im vorherigen Kapitel verdeutlicht, dass das Ziel vollständiger Marktintegration jedenfalls kurzfristig nicht erreichbar sein dürfte und zudem wenig passfähig zum derzeitigen Rahmen sehr ambitionierter, sektorspezifischer Ziele ist. In einer Phase mit hohen EE-Ausbauzielen, wie derzeit der Fall und jüngst im Zeitbereich bis 2030 nochmals deutlich verschärft, dürfte eine möglichst effektive Zielerreichung eine hohe politische Priorität haben und die Ziele, die mit einer vollständigen Marktintegration verfolgt werden, kurzfristig weniger stark gewichtet werden. Zudem ist zum derzeitigen Zeitpunkt eine Refinanzierung von für die Zielerreichung notwendigen EE-Investitionen über Vermarktungserlöse nur teilweise möglich. Es dürfte weitgehend unbestritten sein, dass kurzfristig viele zur Zielerreichung erforderliche EE-Potenziale nur mit expliziter Förderung erschlossen werden können.

Daraus lässt sich aber noch nicht schlussfolgern, dass die Frage der langfristigen Marktintegration für die aktuelle Instrumentendiskussion unerheblich ist. Wechselwirkungen können nämlich dennoch zwischen einer vollständigen Marktintegration als möglichem „Fernziel“ und den aktuell diskutierten aktuellen Veränderungen bei Förderinstrumenten entstehen. Hier gilt es pri-

⁷³ Hiermit sind z. B. Verteilungseffekte gemeint, die wohlfahrtsökonomisch zunächst nicht positiv oder negativ sind, aber insb. politisch natürlich je nach konkreter Wirkung sehr wohl positiv oder negativ eingeschätzt werden könnten.

mär zu bewerten, inwieweit heutige oder für aktuelle Anpassungen vorgeschlagene Förderinstrumente längerfristig den Übergang in eine vollständige Marktintegration eher erleichtern oder erschweren.

Solche Wechselwirkungen zu bedenken setzt zudem jedenfalls die Annahme voraus, dass die vollständige Marktintegration auch ein erreichbares (Fern-)Ziel ist, man also davon ausgeht, dass längerfristig ein erheblicher Teil der EE-Erzeugung bzw. des weiteren Zubaus ohne Förderung refinanziert werden kann. Nur dann ist die Übertragung von langfristigen Marktpreisrisiken überhaupt erwägenswert. Selbst dann muss aber noch geklärt werden, ob man vollständige Marktintegration überhaupt als Ziel setzen will oder ob man den potenziellen Nutzen aus vollständiger Marktintegration geringer einschätzt als mögliche Nachteile, die mit der vollständigen Marktintegration einhergehen könnten (siehe Diskussion oben zu den Implikationen vollständiger Marktintegration).

Die nachfolgende Diskussion gliedert sich insofern in zwei Teile: Der erste Teil diskutiert insbesondere beidseitigen Differenzverträge (sog. Contract-for-Differences, CfD) unter Annahme, dass eine Förderung als dauerhaft erforderlich bzw. sinnvoll angesehen wird. Unter dieser Annahme ist vollständige Marktintegration auch langfristig kein prioritäres Ziel. Der zweite Teil betrachtet dann die Wirkung von CfD und gleitender Marktprämie als mögliche Förderinstrumente für die nähere Zukunft, wenn langfristig weiterhin vollständige Marktintegration angestrebt wird.

Wenn Förderung als dauerhaft erforderlich bzw. sinnvoll angesehen wird: Beidseitige Differenzverträge (CfD) als Alternative für die gleitende Marktprämie

Sieht man vollständige Marktintegration nicht als Ziel, wird also kein besonderer Wert darin gesehen, EE-Anlagenbetreibern langfristige Marktrisiken zu übertragen, dann dürfte eher das Gegenteil, also die Minimierung der Risiken für Anlagenbetreiber im Vordergrund stehen und damit die Verringerung der Finanzierungs- und mithin auch der Förderkosten. Die im Zusammenhang mit der EE-Förderung in der jüngeren Vergangenheit verstärkt diskutierten beidseitigen Differenzverträge (Contract-for-Differences, CfD) wären dann als Alternative zur heutigen gleitenden Marktprämie verstärkt zu prüfen. CfD werden aktuell im Zusammenhang mit der anstehenden Novellierung des EEG als Förderinstrument für Wind Offshore und potentiell auch für PV Freiflächenanlagen sehr konkret diskutiert.

CfD beinhalten nicht nur das Recht für EE-Anlagenbetreiber, positive Differenzen zwischen einem in der Auktion ermittelten anzulegenden Wert (Referenzwert) und den (geschätzten) Markterlösen als Förderung zu erhalten, sondern auch die Verpflichtung, negative Differenzen (Mehrerlöse gegenüber dem Referenzwert) an das Fördersystem zurückzuzahlen, wie Bild 4.1 zeigt. Die Nettoerlöse des Anlagenbetreibers werden deshalb auf dem Niveau des Referenzwertes verstetigt, Marktpreisrisiken werden i. W. vom Fördersystem bzw. der Allgemeinheit getragen. In einem wettbewerblichen System werden Bieter deswegen Gebote für den Referenzwert auf dem Niveau ihrer individuellen Stromgestehungskostenerwartung (engl.: Levelized Cost of Electricity, LCOE) oder sogar darüber abgeben.

generelles Funktionsprinzip von CfD

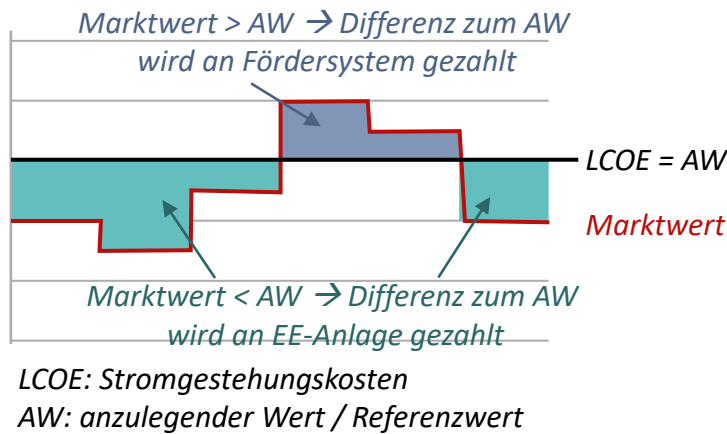


Bild 4.1 Prinzipbild zur Funktion von CfD

Gebote oberhalb ihrer individuellen Stromgestehungskosten wären – selbst bei Wettbewerb – für die Bieter dann rational, wenn sie davon ausgehen, dass bei einer Vermarktung vollständig außerhalb des Fördersystems Markterlöse oberhalb ihrer Stromgestehungskosten erzielbar wären, die Anlagen sich also ohne Förderung refinanzieren können. Diese Erlöserwartung stellen dann grundsätzlich die Opportunitätskosten für den Eintritt ins Förderregime dar⁷⁴ und bilden, die rationale Untergrenze für ein Gebote aus Bietersicht dar, siehe Bild 4.2. Dabei dürften in der Regel Risikoprämien in Abzug zu bringen sein, da die Vermarktung außerhalb des Fördersystems die Übernahme von Strompreisrisiken beinhaltet. Der Abschluss eines CfD befreit den Investor hingegen von diesen Risiken. Somit verhalten sich CfD hier gerade entgegengesetzt zur gleitenden Marktprämie, bei der Marktwerte oberhalb der Stromgestehungskosten dazu führen, dass anzulegende Werte unterhalb der Stromgestehungskosten geboten werden.

CfD bei hohen Marktwerten

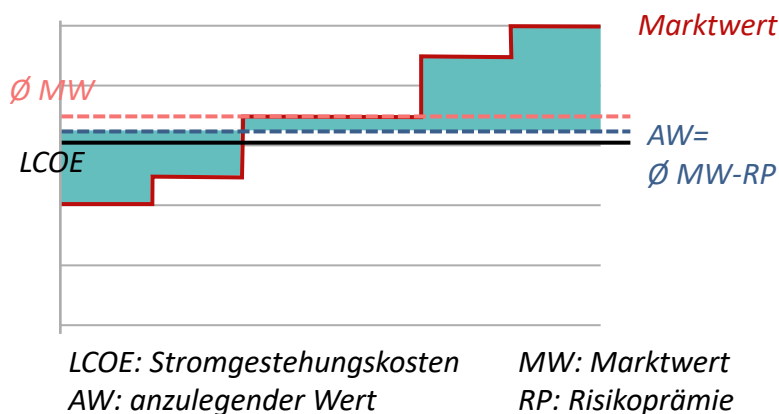


Bild 4.2 CfD bei hohen Marktwerten

⁷⁴ Dies gilt unter der Annahme, dass ein Zubau außerhalb des Förderregimes möglich ist. Zumindest theoretisch denkbar wären Ansätze, wo ein Zubau außerhalb der Förderung nicht zugelassen oder deutlich erschwert wird. Diese erscheinen aber insgesamt nicht vorteilhaft und werden daher hier nicht weiter betrachtet. Eine Ausnahme stellt derzeit Wind Offshore im zentralen System dar.

CfD wurden in der Vergangenheit insbesondere im Hinblick auf die bereits erwähnte reduzierende Wirkung auf die Finanzierungskosten von einigen Diskutanten favorisiert. Hierbei ist einerseits zu berücksichtigen, dass die konkrete Quantifizierung des finanzierungskostenenkenden Effekts schwierig ist. Versuche empirische Erkenntnisse aus anderen Fördersystemen auf eine mögliche Wirkung bei Einführung von CfD in Deutschland zu übertragen, dürften hier nur begrenzt hilfreich sein, da die Wirkung stark von den Details der Ausgestaltung des CfD abhängt. Andererseits sind auch CfD aus Sicht des Investors nicht völlig risikolos: Zum einen da Erlöse nach Ende Förderung in das Gebotskalkül einfließen dürften und diese Erlöse dem Marktpreisrisiko ausgesetzt sind. Zum anderen führt das Auftreten von negativen Preisen oder Nullpreisen zu einem Erlörisiko, da die Anlagen zu diesen Zeitpunkten dann ggf. nicht einspeisen und somit auch keine Förderung erhalten. Der Umfang des Auftretens solcher Preissituation ist aber unsicher.

Aktuell werden CfD zusätzlich im Hinblick auf ihre Eigenschaft ins Spiel gebracht, dass besonders hohe Vermarktungserlöse in Phasen sehr hoher Marktpreise - wie z. B. aktuell gegeben - abgeschöpft werden, denn in einem CfD-Regime entstehen hierbei Rückzahlungen ins Fördersystem. Wie oben beschrieben (siehe auch Bild 4.2), werden solche Erlösabschöpfungen aber grundsätzlich bei CfD von den Investoren / Bietern eingepreist, soweit diese zumindest in ihrer durchschnittlichen Wirkung vorgesehen wurden. Grund ist, dass die entgangenen Markterlöse Opportunitätskosten aus dem Abschluss eines CfD gegenüber einer Vermarktung außerhalb des Fördersystems darstellen. Dabei ist die Einpreisung solcher Opportunitäten kein Zeichen mangelnden Wettbewerbs, sondern stellt auch bei hoher Wettbewerbsintensität ein rationales Bietverhalten dar. Die Überlegung zeigt, dass bei ausreichendem Wettbewerb CfD nicht sicherstellen, dass Gebote in Höhe der Stromgestehungskosten abgegeben werden. Dies wird – neben den mit CfD einhergehenden niedrigen Finanzierungskosten – aber häufig als Begründung dafür angeführt, dass CfD eine Förderung nur in der Höhe auszahlen, wie sie zur Deckung der Refinanzierung der Stromgestehungskosten erforderlich sind.

Sollte die Einführung von CfD erwogen werden, so ist außerdem zu bedenken, dass das Standardmodell eines CfD eine stündliche Referenzperiode verwendet. Dies bedeutet, dass für die Ermittlung der Förderzahlung bzw. der Rückzahlung ins Fördersystem jeweils der Marktpreis einer Stunde mit dem anzulegenden Wert verglichen wird; Differenzen werden dann entsprechend durch Zahlungen zwischen Fördersystem und Anlagenbetreiber ausgeglichen. Anders als bei längeren Referenzperioden, z. B. monatlich oder jährlich (vgl. heute bei der gleitenden Marktprämie) fallen so die heute generell erwünschten Anreize zur Marktwertoptimierung (kurzfristige Marktintegration, s. Abschnitt 4.2.1) weg. Es bestünde dann also für Investoren bspw. kein Anreiz mehr eine Anlagenkonfiguration zu wählen, die höhere Stromgestehungskosten als eine andere Konfiguration hat, wenn diese Mehrkosten durch einen höheren Marktwert überkompensiert werden.⁷⁵

Dieser Rückschritt bei Einführung von CfD ließe sich grundsätzlich durch die Verwendung längerer Referenzperioden vermeiden. Dies hätte jedoch andere problematische Wirkungen. So löst

⁷⁵ Hier wäre Ansätze denkbar, bei denen über ein Bonus-/Malus-System bei der Förderhöhe eine vom Regulator als systemdienlich vermutete und entsprechend definierte Anlagenauslegung angereizt wird. Der Regulator kann hierzu bspw. Modellrechnungen, langfristige Strommarktsimulationen durchführen und auf Basis der hierfür getroffenen Rahmenannahmen und Eigenschaft des Modells ermitteln, welche Anlagenauslegungen eine höhere Systemdienlichkeit erwarten lassen und diese durch eine höhere Förderung begünstigen. Ein solcher Ansatz wurde bspw. hier vorgeschlagen: https://www.diw.de/de/diw_01.c.567173.de/publikationen/wochenberichte/2017_42_1/anreize_fuer_die_langfristige_integrations_von_erneuerbaren_energien__plaedoyer_fuer_ein_marktwertmodell.html. Solche Ansätze bauen auf entsprechendes zentrales Wissen.

ein CfD mit einer längeren Referenzperiode unerwünschte Drosselungsanreize aus. Diese entstehen in Phasen mit grundsätzlich hohem Marktwert in einer Referenzperiode und damit einer (erwarteten) Rückzahlungspflicht. Sinkt in einzelnen Stunden nun der Marktpreis unter das Niveau der Rückzahlungspflicht („negative Prämie“), hat der Anlagenbetreiber den Anreiz zu Drosselung seiner Anlage: Wenn die Vermarktungserlöse (entspricht Marktpreis) niedriger sind als die erwartete zu leistende Rückzahlung, die sich aus der Vermarktung und der damit verbundenen Einspeisung ergibt, würde der Anlagenbetreiber in diesem Fall seine Anlage abregeln und auf die Einspeisung verzichten. Zumindest bei Marktpreisen größer Null (aber kleiner der negativen Prämie) ist diese Abregelung von EE-Erzeugung volkswirtschaftlich ineffizient und nicht erwünscht. In diesem Zusammenhang gibt es zwar Ansätze, die helfen sollen, solche Abregelungsanreize zu vermeiden⁷⁶. Diese lösen aber aus mindestens zwei Gründen das Problem nicht vollständig: Zum einen können ineffiziente Abregelungsanreize auch mit solchen Mechanismen im Hinblick auf Intra-Day-Vermarktungsmöglichkeiten nicht sicher vollständig vermieden werden. Zum anderen führt z. B. das Aussetzen von Rückzahlungspflichten dazu, dass gerade doch wieder Risiken auf die Investoren / Anlagenbetreiber übertragen wird, was aber gerade durch CfD vermieden werden sollte.

Eine Alternative hierzu könnte z. B. eine Zwischenform von gleitender Marktprämie und CfD sein. Dabei würde die gleitende Marktprämie in ihrer Grundstruktur erhalten bleiben – und damit würden bestimmte andere Eigenschaften von CfD nicht übernommen. Allerdings würde zur „Übererlösabschöpfung“ ab einem bewusst hoch angesetzten Ausübungspreis (z. B. 100 EUR/MWh, jedenfalls deutlich oberhalb der Stromgestehungskosten) zusätzlich eine Rückzahlungspflicht in Höhe der Differenz zwischen Marktpreis und Ausübungspreis ausgelöst. Mit einem solchen Ansatz könnten Abregelungsanreize deutlich reduziert werden und gleichzeitig das Ziel, einer Übererlösabschöpfung adressiert werden. Einige mögliche Nachteile von CfD könnten so vermieden werden; gleichzeitig würde sich aber auch die von den CfD erwünschte Reduktion von Finanzierungskosten nicht einstellen, da die gleitende Marktprämie in ihrer Grundstruktur erhalten bliebe. Im Vergleich zur gleitenden Marktprämie könnten sich Finanzierungskosten sogar (leicht) erhöhen, da die Risiken zunehmen.

Für die konkrete Umsetzung dieser Übererlösabschöpfung wären noch weitere Detailspekte zu prüfen. Ein Aspekt betrifft die Frage, ob sich die Rückzahlungspflicht auf die tatsächliche Höhe der Einspeisung der jeweiligen Anlage oder auf einen aus der Einspeisung des Kollektivs abgeleiteten Wert beziehen sollte. Letzteres würde Probleme umgehen, die sich z. B. dann ergeben, wenn eine EE-Anlage im Rahmen des Redispatches heruntergefahren wird: Eine solche Anlage wäre ggf. mit der vollen Anlagenleistung vermarktet worden und hätte in voller Höhe vom hohen Marktpreis profitiert. Wegen des erfolgten Redispatches würde aber ggf. keine Übererlösabschöpfung stattfinden, wenn sich die Rückzahlungspflicht auf die tatsächliche Erzeugung der Anlage bezieht. Der Anlagenbetreiber würde somit, ggf. erheblich, finanziell vom Redispatch profitieren. Aufgrund der Vermarktung im Portfolio ist aus den vermarkteten Mengen der Akteure selbst nicht auf die geplante Einspeisung der einzelnen Anlage selbst rückzuschließen. Jedenfalls sollte der Marktwert für Stunden mit Rückzahlungspflicht bei der Berechnung der Höhe der gleitenden Marktprämie in Höhe des Ausübungspreises angesetzt werden und nicht in Höhe des tatsächlichen Marktpreises wie sonst bei der Berechnung der gleitenden Marktprämie üblich, denn aus Sicht des Anlagenbetreibers ist der Marktwert der Anlage in der entsprechenden ja gerade auf den Ausübungspreis gedeckelt.

⁷⁶ Ein Beispiel wäre das Aussetzen von Rückzahlungspflichten in bestimmten Situationen, vgl. etwa Thor Tender in Dänemark: Annex 3 Draft Concession Agreement <https://www.ethics.dk/ethics/eo#/bfb4d610-bfa1-4bfe-8808-6deb212e27cb/publicMaterial>

Ein weiterer Aspekt betrifft die Frage, danach wie mit den die heute vorhandenen Wechselmöglichkeiten zwischen Vermarktungsformen (heute: monatliche Wechselmöglichkeit zwischen geförderter Direktvermarktung und sonstiger Direktvermarktung) umgegangen werden soll. Hier wäre zu empfehlen, dass diese angepasst werden, damit sich Anlagenbetreiber durch einen Wechsel der Vermarktungsform nicht grundsätzlich der Rückzahlungspflicht entziehen können. Wäre ein Wechsel weiterhin monatlich möglich, dann würde ein Anlagenbetreiber in Monaten, in denen er von hohen Rückzahlungspflichten ausgeht in die sonstige Direktvermarktung wechseln und sich so der Rückzahlungspflichten entziehen. In Monaten für die keine Rückzahlungspflichten erwartet werden, würde der Anlagenbetreiber grundsätzlich in die geförderter Direktvermarktung zurückwechseln. Mit gleicher Begründung würde man auch bei einem CfD-Modell eine Wechselmöglichkeit zwischen geförderter und sonstiger Direktvermarktung ausschließen. Allerdings ist die Risikoexposition des Anlagenbetreibers im Falle des hier vorgeschlagenen Modells der gleitenden Marktprämie mit Übererlösabschöpfung im Vergleich zu CfD höher, so dass auch Zwischenlösungen begründbar sein könnten. Zum Beispiel wäre es denkbar, dass man Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung einmalig einen Wechsel in die geförderte Direktvermarktung zugesteht. Dies beträfe dann Anlagen, die über die Ausschreibungen eine Förderzusage erhalten, die aber gleichzeitig mit Beginn des Förderzeitraums in der sonstigen Direktvermarktung starten. Solchen Anlagenbetreiber könnte man einmalig während des Förderzeitraums das Recht einräumen, in die geförderte Direktvermarktung mit entsprechenden Rückzahlungspflichten zu wechseln. Anlagen, die in der geförderten Direktvermarktung starten, wären dann dauerhaft an diese Entscheidung gebunden.

Vollständige Marktintegration als längerfristiges Ziel: Wirkung von CfD und gleitender Marktprämie im Hinblick auf dieses Ziel

Ist die vollständige Marktintegration hingegen zumindest das Fernziel, so schließt dies CfD zunächst nicht als Option aus. Wie beschrieben stellen diese aber kein Instrument dar, das kompatibel zu einer vollständiger Marktintegration ist.⁷⁷ Dies erschwert den Übergang zu einem System ohne Förderung, wenn man den Zeitpunkt für erreicht vermutet, zu dem EE-Anlagen (oder bestimmte Segmente) ohne Förderung wirtschaftlich sind.

Außerdem bedeutet vollständige Marktintegration jedenfalls die Übernahme von Marktpreisrisiken durch die EE-Anlagenbetreiber. Damit entsteht bei diesen ein Bedürfnis, diese Risiken zu managen, d. h. insbesondere die langfristigen Preisrisiken zumindest teilweise durch entsprechende Langfristverträge abzusichern. Die sich heute zunehmend verbreitenden Power Purchase Agreements (PPA) kommen dafür beispielsweise in Frage. Allerdings zeigt die momentane Situation dieser PPA, dass solche Risikomanagementinstrumente Erfahrungswissen bei den Marktakteuren – sowohl bei den PPA-Anbietern bzw. Stromlieferanten wie auch den PPA-Nachfragern bzw. Stromverbrauchern – voraussetzen und auch Strukturen vorhanden sein müssen, die den effizienten Abschluss solcher Verträge erlauben und Transaktionskosten gering halten.⁷⁸ Ein (vorübergehender) Übergang auf CfD würde dem sich derzeit langsam entwickelnden PPA-Markt in Deutschland unmittelbar die Grundlage und Liquidität entziehen. Denn der Abschluss eines langfristigen Stromlieferungsvertrages mit Preisgarantie und damit Absicherungscharakter für

⁷⁷ Zwar sind Ausgestaltungsformen eines CfD denkbar, die auch eine teilweise Risikoübernahme von EE-Anlagenbetreibern verlangen bzw. ermöglichen. Hierzu zählen z. B. CfDs mit einer gedeckelten Rückzahlungsverpflichtung (vgl. Thor-Tender in Dänemark) oder CfD mit kurzen Laufzeiten (z. B. 10 Jahre oder weniger) ohne Option auf eine Anschlussförderung. Nach unserer Einschätzung sind diese Ausgestaltungen anderen Förderdesigns allerdings unterlegen, wenn man grundsätzlich die Absicht hat, langfristige Preisrisiken auf Anlagenbetreiber zu übertragen.

⁷⁸ Siehe hierzu ausführlich Kapitel 2 zur Grünstromvermarktung. Die dortigen Betrachtungen zeigen allerdings auch auf, dass eine Unsicherheit besteht, ob PPAs in der heutigen Form sich als Absicherungsinstrument dauerhaft durchsetzen können.

den Stromverbraucher ist für eine mit einem CfD ausgestattete EE-Anlage letztlich irrational. Der Anlagenbetreiber müsste in diesem Fall bei steigenden Strompreisen nicht nur die Energie zum vorher festgelegten Preis an den Verbraucher liefern, sondern auch noch die Rückzahlung aus dem CfD an das Fördersystem leisten, obwohl dieser – anders als bei reiner Spotvermarktung – gar keine entsprechenden Erlöse gegenüberstünden. Inzwischen erreichte Strukturen als Grundlagen für den Abschluss von PPAs oder vergleichbaren Risikomanagementinstrumenten gingen verloren und müssten dann zukünftig neu aufgebaut werden, was entsprechende Zeit benötigt. Dies dürfte einen abrupten Übergang von einem CfD-Modell in ein System mit Übernahme langfristiger Preisrisiken durch EE-Anlagenbetreiber erschweren. Es ist aber nicht erkennbar, wie aus einem Fördersystem mit CfD ein „fließender“ Übergang in System mit Risikoübernahme möglich sein sollte.

Anders verhält sich in diesem Zusammenhang die heute in der deutschen EE-Förderung in den meisten Segmenten angewendete gleitende Marktprämie. Sie bedeutet, dass eine Förderung als nichtnegative Differenz zwischen dem Gebotswert eines bezuschlagten Gebotes (der dann zum anzulegenden Wert wird) und den Markterlösen (monatliches Mittel⁷⁹ aller Anlagen einer Technologie) ausgezahlt wird. Die gleitende Marktprämie sichert die Anlagenbetreiber in einer Situation mit Markterlösen die durchgängig unter den Stromgestehungskosten liegen, sehr weitgehend gegen langfristige Strompreisrisiken („Niveaurisiken“) ab. Verändert sich die Marktsituation allerdings dahingehend, dass zumindest phasenweise Markterlöse oberhalb der Stromgestehungskosten zu erwarten sind, erlaubt die gleitende Marktprämie die graduelle Übernahme von Marktpreisrisiken durch die EE-Anlagenbetreiber.

Geht ein Bieter davon aus, dass zumindest temporär die erzielbaren Markterlöse seine individuellen Stromgestehungskosten übersteigen, und ist er bereit – wie in einem wettbewerblichen System auch erwünscht –, diese Mehrerlöse bei der Kalkulation der notwendigen Förderung zu berücksichtigen, dann resultieren hieraus Gebote unterhalb der individuellen Stromgestehungskostenerwartungen. Ein Gebot unterhalb der erwarteten Stromgestehungskosten ist damit also kein Zeichen für ein „Underbidding“ (ggf. einhergehend mit einem hohen Nichtrealisierungsrisiko), sondern vielmehr ein Zeichen dafür, dass Bieter temporär Markterlöse oberhalb ihrer Stromgestehungskosten erwarten und diese Bieter bereit sind, zur Abschöpfung dieser Erlöse entsprechende Strompreisrisiken zu übernehmen. Die gleitende Marktprämie ermöglicht, insbesondere bei gesunkenen Stromgestehungskosten inzwischen etablierter Technologien, eine graduelle Übernahme von Strompreisrisiken entsprechend den Risikopräferenzen der Bieter. Dies ist in Bild 4.3 veranschaulicht.

⁷⁹ Für Neuanlagen ab 2023 sieht das EEG 2021 den Übergang auf eine jährliche Referenzperiode vor.

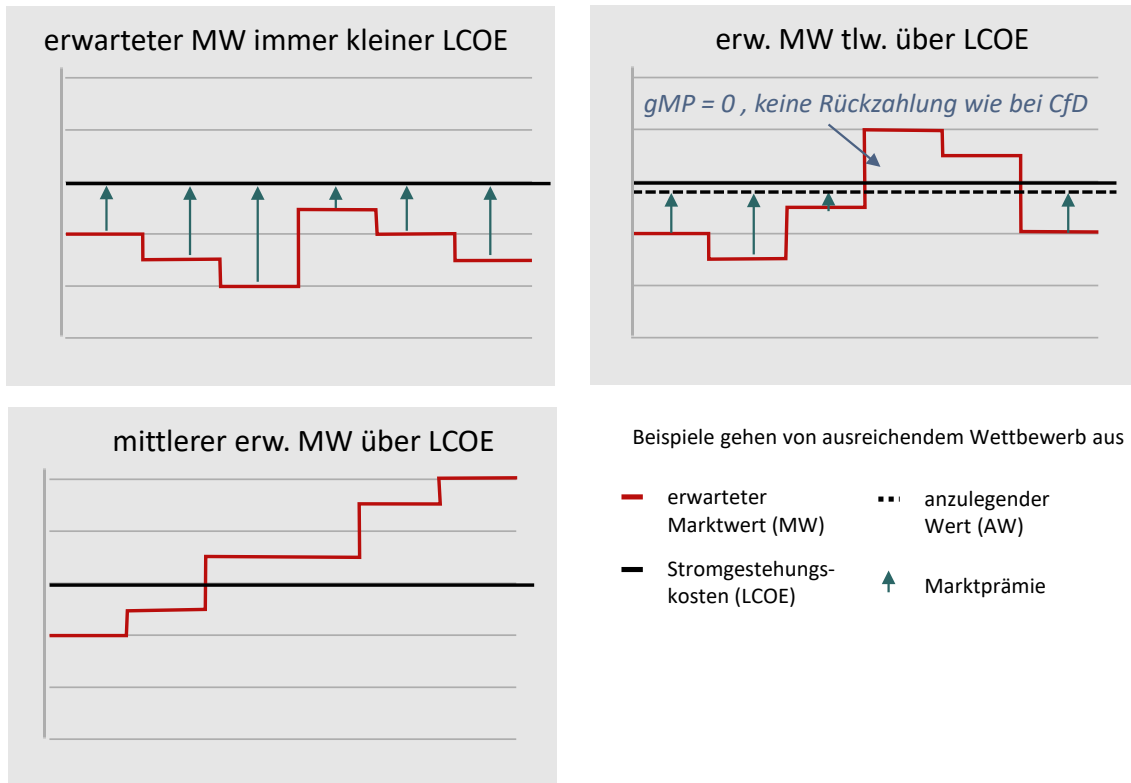


Bild 4.3 *Graduelle Übernahme von Preisrisiken bei der gleitenden Marktprämie*

Bei ausreichendem Wettbewerb könnte ein Zusatznutzen aus Sicht des Regulators zudem darin bestehen, dass er durch einen Vergleich von Schätzungen der Stromgestehungskosten und der geforderten Förderungen erkennen kann, inwieweit eine Übernahme von Marktpreisrisiken durch die EE-Anlagenbetreiber möglich ist und praktiziert wird. Betrachtet man etwa aktuelle Schätzungen von Stromgestehungskosten und vergleicht diese mit den Ausschreibungsergebnissen unterschiedlicher Technologien, so ist für die Technologien PV-Freifläche und Wind-Onshore zumindest denkbar, dass eine teilweise Übernahme von Strompreisrisiken durch die Bieter bereits stattfindet. Jedenfalls ist dies bei Wind-Offshore der Fall, vgl. hierzu die Diskussion um „Null-Cent-Gebote“ etwa in (Bundestag 2020).

Wie oben beschrieben, steigt mit zunehmender Übernahme von Strompreisrisiken der Bedarf an geeigneten finanziellen Risikomanagementinstrumenten, insbesondere in Form langfristiger Stromlieferverträgen. Inwieweit hierfür die sich inzwischen zunehmend verbreitenden PPAs in Frage kommen ist näher zu analysieren: Zum einen ergeben sich Wechselwirkungen mit dem zumindest heute noch bestehenden Doppelvermarktungsverbot, welches verhindern würde, dass die Anlagen zumindest für den Zeitraum, in dem sie die Förderung aus der gleitenden Marktprämie in Anspruch nehmen, Herkunftsnachweise erhalten können. Diese sind aber i. d. R. für die gesamte Laufzeit eines PPA erforderlich, damit der Abschluss eines PPA für die Nachfrager (z. B. Industrieverbraucher) attraktiv ist. Zum anderen ist noch näher zu prüfen, welche zusätzliche Risikoabsicherung ein PPA, der downside-Risiken zu Lasten von upside-Chancen begrenzt, in Kombination mit einem Fördermechanismus liefert, der bereits selbst schon downside-Risiken begrenzt.

Jedenfalls zeigen diese Überlegungen im Übrigen auch, dass PPA für sich genommen kein eigenständiges Förderinstrument sind. Vielmehr können sie ein Instrument des finanziellen Risikomanagements für bestimmte Konstellationen, in denen EE-Anlagenbetreiber langfristige Strompreisrisiken übernehmen.

Parallele Förderung mit CfD und eines PPA-Segments

Die vorstehenden Analysen haben gezeigt, dass eine Förderung über CfD eher passfähig zu einem Zielbild ist, in dem vollständige Marktintegration keine hohe Priorität hat. PPAs spielen hingegen als Instrument insbesondere dann eine Rolle, wenn EE-Anlagenbetreiber langfristige Strompreisrisiken übernehmen. Fördert man durch bestimmte Maßnahmen die Verbreitung und Nutzung von PPAs, so wäre dies hingegen gerade auf das Ziel einer langfristigen Marktintegration hin ausgerichtet. Gleichzeitig einerseits CfD als Förderinstrument ggf. sogar neu einzuführen und andererseits PPAs besonders zu fördern, stellt somit kein konsistentes System aus Zielen der Förderung und Instrumenten dar. Dies wird noch deutlicher, vergegenwärtigt man sich die obige Analyse, nach der CfD insbesondere dann ein empfehlenswertes Instrument sind, wenn aus politischer Sicht möglichst niedrige Finanzierungskosten und eine regulatorische Mengensteuerung beim EE-Ausbau eine Priorität genießen. Ein über PPAs beanreizter EE-Ausbau hingegen führt weder zu besonders niedrigen Finanzierungskosten noch ermöglicht dieser unmittelbar eine gezielte Mengensteuerung, wie über CfD-Ausschreibungen möglich.

Gleichwohl ist in den vom Bundeskabinett Anfang April 2022 beschlossenen Plänen zur Novelisierung des EEG gerade eine solche Parallelität von Förderung über CfD einerseits und eines stärker marktbasierten Zubaus mit Absicherung über PPAs angelegt. Auch wenn aus rein fachlicher Sicht ein konsistentes System aus Zielen und Instrumenten vorzugswürdig wäre, ist anzuerkennen, dass dies politisch aus verschiedenen Gründen ggf. nicht durchsetzbar ist, so dass sich die Frage stellt, welche Folgen die Parallelität von Förderung über CfD und der Förderung des PPA-Segments hätte.

Offensichtlich ist, dass die mit CfD verfolgten Ziele möglichst niedriger Finanzierungskosten und möglichst effektiver Mengensteuerung so weniger gut erreicht werden können. Darüber hinaus dürfte die Einführung einer Förderung über CfD zu einer Verteuerung von PPAs und damit zu einem Nachfragerückgang nach PPAs führen, was wiederum offenkundig dem Ziel einer Förderung des PPA-Segments entgegenläuft. Die Verteuerung von PPAs entsteht dadurch, dass CfD die von Anlagenbetreibern gewünschte Absicherung des Strompreisrisikos durch die staatliche Risikoübernahme grundsätzlich aus Sicht des Anlagenbetreibers am günstigsten bereitstellen. Aus der Perspektive von Anlagenbetreibern sind CfD im Vergleich zu PPAs attraktiver. Weniger risikoaverse Anlagenbetreiber bzw. solche mit einer höheren Marktwertenerwartung wären zwar weiterhin zu einem ungeförderten Zubau mit Absicherung über PPAs bereit, ceteris paribus würde sich das Angebot an PPAs aber verknapfen, so dass die Preise für PPAs steigen.

4.2.6 Fazit zur Rolle des Ziels einer vollständigen Marktintegration von erneuerbaren Energien und der Auswirkungen auf die aktuelle Instrumentendiskussion

Vollständige Marktintegration wird häufig als mittel- bis langfristiges Ziel für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) und dessen Steuerung formuliert. Dabei ist die Bedeutung dessen, was unter vollständiger Marktintegration verstanden wird, häufig nicht klar beschrieben.

In einem sehr engen Verständnis von vollständiger Marktintegration könnte diese so verstanden werden, dass die Refinanzierung von Investitionen in EE-Anlagen zukünftig ausschließlich und über die gesamte Betriebsdauer der Anlagen auf Basis von Markterlösen erfolgen soll und es keinerlei staatlich garantierten Backup-Mechanismus gibt, der Preis- bzw. Erlösrisiken absichert. Investoren bzw. Betreiber von EE-Anlagen wären dann vollständig den Marktrisiken exponiert.

Dieses Verständnis ist aber sehr eng und würde ggf. bedeuten, dass bei EE-Investitionen eine höhere Risikotragung verlangt wird als bei vielen anderen Investitionen im Energiesystem. Eine weniger strikte Interpretation könnte insofern darin bestehen, dass Investitionen in EE-Erzeugung ein zu anderen Marktakteuren vergleichbares Risiko tragen sollen. Diese weniger „trenscharfe“ Interpretation trägt der Vorstellung Rechnung, dass ein level playing field erreicht werden soll, in dem EE-Anlagen weder eine Sonderstellung erhalten, weil sie weitgehend von allen Risiken freigestellt werden, noch im Vergleich zu anderen Marktakteuren in besonderem Maße gegenüber Risiken exponiert werden.

Die Umsetzung vollständiger Marktintegration hat bestimmte Konsequenzen und erfordert das Vorliegen bestimmter Voraussetzungen. Das Verständnis dieser Zusammenhänge ist wichtig, um eine nicht zuletzt politische Entscheidung zu treffen, ob vollständige Marktintegration ein prioritäres Ziel auch bei der aktuellen Designdiskussion von Förderinstrumenten sein sollte:

- Vollständige Marktintegration setzt voraus, dass sich Stromgestehungskosten einerseits und Marktwerte der EE-Erzeugung andererseits so entwickeln, dass eine Refinanzierung überhaupt möglich ist. Es ist weitgehend unbestritten, dass zwar für manche Segmente dieser Zustand derzeit erreicht ist (z. B. Teile der PV-Freiflächenpotenziale), aber ein relevanter Anteil der zur Zielerreichung notwendigen Investitionen in neue EE-Anlagen heute weiterhin auf Förderung angewiesen ist. Dies ist zunächst eine Beschreibung der Ist-Situation. Die zukünftige Entwicklung ist nicht eindeutig. Verschiedene Analysen zur Entwicklung von Marktwerten und Kosten-Potenzial-Kurven deuten in unterschiedliche Richtungen. Dies ist auch dadurch begründet, dass sowohl die Höhe der langfristigen benötigten EE-Potenziale unsicher ist als auch die Marktentwicklung von vielen weiteren Parametern des Marktdesigns abhängt (neben dem EE-Förderdesign selbst).
- Als wesentlicher Vorteil der vollständigen Marktintegration wird häufig angeführt, dass damit langfristig eine Steigerung der Kosteneffizienz des Gesamtsystems erreicht werden kann. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass für wesentliche „Freiheitsgrade“ hinsichtlich des EE-Ausbaus vor allem dezentrales Wissen erforderlich ist, um diese Freiheitsgrade im Hinblick auf die Effizienz des Gesamtsystems optimal zu besetzen. Dezentrales Wissen wird dabei dann über Marktmechanismen möglichst effizient koordiniert. Dies betrifft Freiheitsgrade hinsichtlich des Technologie-Mixes oder der regionalen Verteilung (innerhalb von Deutschland und europäisch) des Zubaus, vor allem aber auch im Hinblick auf die langfristig effiziente Menge an EE-Zubau. Dies wäre dann auch in Übereinstimmung mit der Grundidee eines liberalisierten europäischen Strommarktes und den Ideen des „Strommarkt 2.0“, nach denen wesentliche Entscheidungen über den Strom- und letztlich des Energiesystems über Marktmechanismen koordiniert werden sollen.
- Damit impliziert vollständige Marktintegration, dass eine weitgehende regulatorische bzw. politische Steuerung der Menge an EE-Zubau zumindest langfristig aufgegeben wird. Inwieweit dies sinnvoll und erwünscht ist, lässt sich wissenschaftlich nicht eindeutig beantworten; denn insbesondere der im vorherigen Punkt beschriebene mögliche Vorteil von vollständiger Marktintegration ist nicht unumstritten. Teilweise wird argumentiert, dass das für eine kosteneffiziente Entwicklung entscheidende Wissen gerade nicht dezentral vorliegt, sondern primär zentral vorhanden ist bzw. die kosteneffiziente Systementwicklung einer zentralen Koordination bedarf. Hier bedarf es also einer letztlich nur politisch zu treffenden Grundsatzentscheidung.
- Vollständige Marktintegration geht gegenüber Designs, die staatlich garantierte Risikoabsicherung beinhalten, mit höheren Finanzierungskosten für EE-Investitionen einher. Diese

dürfte jedenfalls Verteilungswirkungen implizieren, da unter solchen Bedingungen tendenziell andere Akteure von Investitionschancen profitieren können. In der wissenschaftlichen Diskussion nicht umfassend diskutiert erscheint noch die Frage, inwieweit höhere Finanzierungskosten auch mit höheren volkswirtschaftlichen Kosten einhergehen.

Als Zwischenfazit aus dieser Analyse lassen sich zwei Dinge festhalten:

- Als kurzfristiges Ziel erscheint vollständige Marktintegration nicht sinnvoll: Zum einen erlaubt die aktuelle Situation von Stromgestehungskosten und Marktwerten für einen relevanten Teil der benötigten EE-Investitionen keine marktbasierende Refinanzierung. Zum anderen ist vollständige Marktintegration als kurzfristiges Ziel wenig passfähig zum derzeitigen Rahmen sehr ambitionierter, sektorspezifischer Ziele.
- Nichtsdestotrotz kann vollständige Marktintegration weiterhin ein sinnvolles mittel- bis langfristiges Ziel darstellen. Dies hängt davon ab, ob die analysierten Implikationen vollständiger Marktintegration in Summe eher erwünschte oder unerwünschte Effekte darstellen. Dies ist zuletzt i. W. auch eine Frage politischer Präferenzen. So kann z. B. der mit der vollständigen Marktintegration verbundene Verzicht auf eine Mengensteuerung sowohl positiv als auch negativ bewertet werden.

Für die weitere Diskussion um EE-Förderinstrumente bedeutet dies, dass grundsätzlich zunächst die oben beschriebene Klärung erforderlich ist, ob – nicht zuletzt angesichts der jüngsten Veränderungen in klimapolitischen Zielen – vollständige Marktintegration weiterhin als mittel- bis langfristiges Ziel Bestand hat.

Wird dies verneint, dann steht somit eher die Minimierung der Risiken für Anlagenbetreiber im Vordergrund und damit die Verringerung der Finanzierungs- und mithin auch der Förderkosten. Die im Zusammenhang mit der EE-Förderung in der jüngeren Vergangenheit verstärkt diskutierten beidseitigen Differenzverträge (Contract-for-Differences, CfD) wären dann als Alternative zur heutigen gleitenden Marktprämie verstärkt zu prüfen. Allerdings stellen die mit CfD verbundenen Abregelungsanreize ein relevantes Effizienzrisiko dar, zumindest wenn man nicht hinnimmt, durch eine maximale Verkürzung der Referenzperiode auf eine Stunde die heute aus der gleitenden Marktprämie bekannte positiven Anreize zur Marktwertoptimierung insb. bei der Anlagenauslegung zu verlieren.

Ist vollständige Marktintegration hingegen das mittel- bis langfristige Ziel, so sollte dies bereits bei Entscheidungen hinsichtlich des Förderdesigns für die kürzere Frist berücksichtigt werden. Es erscheint dann sinnvoll, insbesondere solche Instrumente zu verfolgen, die einen graduellen Übergang zwischen Förderung bzw. staatlicher Risikoabsicherung und der Übernahme langfristiger Marktrisiken erlauben. Dies erscheint nicht zuletzt deshalb vorteilhaft, weil sich auch die Möglichkeit der marktbasierenden Refinanzierbarkeit von EE-Investitionen sich eher graduell als „von einem Tag auf den anderen“ ergibt. Hierfür ist die heutige gleitende Marktprämie bereits gut geeignet: Die gleitende Marktprämie sichert die Anlagenbetreiber in einer Situation mit Markterlösen die durchgängig unter den Stromgestehungskosten liegen, sehr weitgehend gegen langfristige Strompreisisiken („Niveaurisiken“) ab. Verändert sich die Marktsituation allerdings dahingehend, dass zumindest phasenweise Markterlöse oberhalb der Stromgestehungskosten zu erwarten sind, erlaubt die gleitende Marktprämie die graduelle Übernahme von Marktpreisisiken durch die EE-Anlagenbetreiber. Weiter zu prüfen ist die Frage, mit welchen Risikomanagementinstrumenten Investoren die derart teilweise übernommenen Marktrisiken geeignet absichern können.

4.3 Erstattung von Gebotskosten bei Ausschreibungen für Windenergie an Land

Die Förderausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Windenergie an Land sind in den vergangenen Jahren vielfach unterzeichnet gewesen, so dass das nachgefragte Ausschreibungsvolumen nicht gedeckt werden konnte und Zuschläge überwiegend zum oder nahe der administrativ festgelegten Gebotsobergrenze (Reservationspreis oder auch Höchstpreis) erteilt wurden.

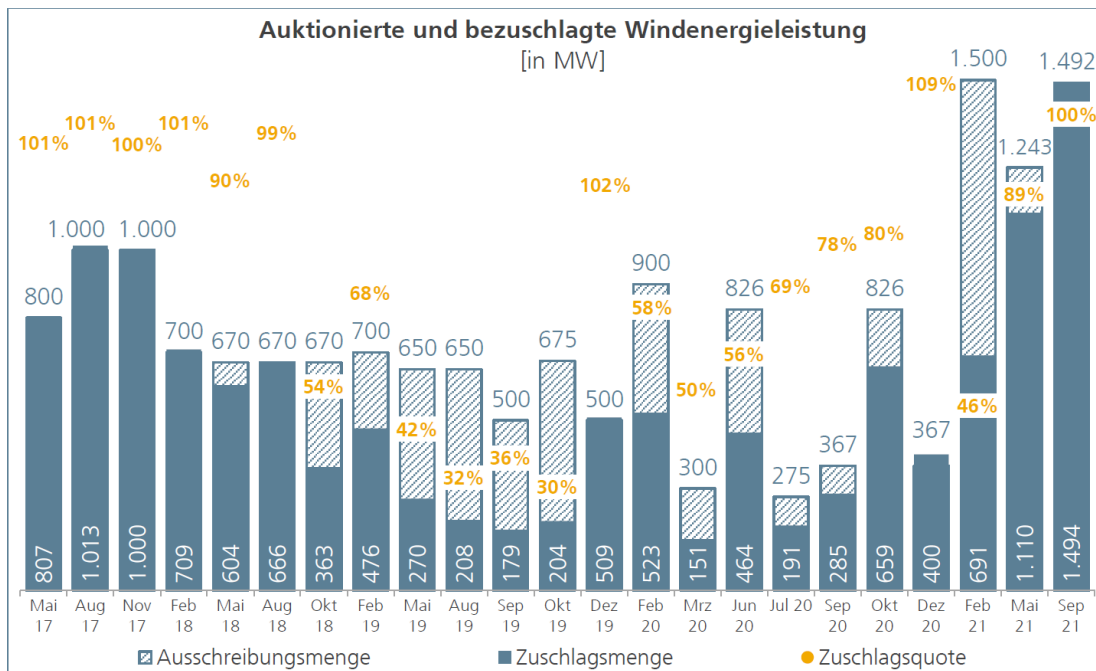


Bild 4.4 Ausgeschriebene und bezuschlagte Leistung bei Windenergie an Land in den einzelnen Gebotsrunden (Bildquelle: FA Wind, Datenbasis: BNetzA)

Daraus ergeben sich verschiedene Probleme:

- Die ausgeschriebenen Mengen orientieren sich am Bruttozubau, der für die Erreichung der politisch beschlossenen Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch notwendig ist. Liegen die Zuschläge und damit die – in der Tendenz noch einmal etwas niedrigeren – tatsächlichen Zubauten systematisch und für längere Zeit deutlich unter diesen Ausschreibungsmengen, wird die Zielerreichung zumindest schwieriger und würde deutlich höhere Zubauten in der Zukunft erfordern.
- Förderungen nach dem EEG in seiner aktuellen Fassung stellen eine staatliche Beihilfe dar, deren Erforderlichkeit und vor allem Angemessenheit nach EU-Recht dargelegt werden muss. Gemäß den kürzlich revidierten Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission (CEEAG) ist die Angemessenheit u. a. dann gewährleistet, wenn die Förderhöhe in einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren ermittelt wird. Dabei geht die Kommission davon aus, dass durch den Wettbewerbsdruck im Ausschreibungsverfahren Bieter dazu beanreizt werden, nur das minimal notwendige Förderniveau zu verlangen (CEEAG Rn. 49). Sind Ausschreibungen allerdings vorhersehbar unterzeichnet, wird die Höhe der Vergütung faktisch durch den von der auktionierenden Stelle festgelegten Reservationspreis vorgegeben. Die Möglichkeit zum Nachweis der Angemessenheit und zur

einfachen Rechtfertigung der Beihilfe bereits durch Verweis auf das eingesetzte Ausschreibungsverfahren entfällt damit (vgl. Rn. 49 lit. c).

Bei den Analysen für die geringe Teilnahme an den Auktionen für Windenergie an Land wird typischerweise auf die Problematik geringer Flächenverfügbarkeit und damit fehlender Genehmigungen hingewiesen. Da das Vorliegen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) eine zwingende Voraussetzung für die Teilnahme an der Ausschreibung darstellt, ist der Zusammenhang offenkundig und bereits ausführlich analysiert. Ohne ausreichend genehmigte Flächen wird Wettbewerb im Bereich der Ausschreibungen für Windenergie an Land nicht erreichbar sein.

Darüber hinausgehend soll untersucht werden, ob auch die Kosten der Gebotsabgabe (inkl. sämtlicher Vorentwicklungskosten) für die unbefriedigende Wettbewerbssituation verantwortlich sein können. So unterscheiden sich diese bei Windenergie an Land deutlich von PV-Freiflächenanlagen, bei denen die Ausschreibungen bisher zufriedenstellende Ergebnisse liefern. Insbesondere soll diskutiert werden, ob eine (teilweise) Erstattung von Kosten, die im Vorfeld der Gebotsabgabe anfallen, ein geeigneter und effizienter Weg sein könnte, um die Attraktivität der Ausschreibungen für Windenergie an Land zu erhöhen.

4.3.1 Einfluss der Kosten der Gebotsabgabe auf Teilnahme an Ausschreibungen

Als Kosten der Gebotsabgabe werden hier nicht nur die unmittelbar mit der Gebotsabgabe einhergehenden Kosten (z. B. für Anbindung an das Ausschreibungssystem, Erstellung und Einreichung der Angebotsunterlagen) eingestuft. Vielmehr zählen zu den Kosten der Gebotsabgabe im Sinne dieser Notiz alle Kosten, die bei Bietern anfallen, um an Ausschreibungen für Windenergie an Land teilnehmen zu können. Wesentliche Teilnahmebedingung (materielle Präqualifikation) bei Windenergie an Land stellt das Vorliegen einer Genehmigung nach BImSchG dar, während z. B. bei PV-Freiflächenanlagen eine solche Genehmigung nicht notwendig ist und Flächen nach erteiltem Zuschlag mit geringen Abschlägen gewechselt werden dürfen. Die für Windenergie an Land notwendige Genehmigung nach BImSchG wird nur für konkrete Flächen und konkret geplante Projekte erteilt. Insofern dürften die Planungskosten, die z. B. von Deutsche WindGuard und ZSW im EEG-Erfahrungsbericht (2019) ausgewiesen werden⁸⁰, nahezu vollständig den Kosten der Gebotsabgabe zuzurechnen sein. Legt man die dort genannten mittleren Kostendaten für eine Windenergieanlage mit Nabenhöhe von mehr als 140 m und einer Inbetriebnahme 2019 oder 2020 zugrunde, betragen die Planungskosten etwa 8% und damit einen sehr signifikanten Teil der Gesamtinvestitionskosten einer Windenergieanlage. Allerdings schwanken diese Kosten projektspezifisch z. T. erheblich. Im EEG-Erfahrungsbericht wird die Standardabweichung der Investitionsnebenkosten, zu denen die Planungskosten erheblich beitragen, mit 44% angegeben (Deutsche WindGuard und ZSW, 2019). Gründe für die große Spannweite dieser Kosten liegen beispielsweise in der unterschiedlichen Betroffenheit der Projekte von Klageverfahren oder von notwendigen Umplanungen und damit etwa der Notwendigkeit bestimmte Gutachten mehrfach beauftragen zu müssen.

⁸⁰ Planungskosten werden dort wie folgt definiert „Die Planungskosten beinhalten eine Vielzahl unterschiedlicher Kostenpositionen, die bei der Vorbereitung und Umsetzung von Windenergieprojekten anfallen. Neben den Kosten für die eigentliche Planung des Projekts fallen zum Beispiel Kosten für Gutachten (z.B. Windmessungen, Ertragsprognosen, Bodengutachten, Schallgutachten, ökologische Gutachten etc.), Kosten im Zusammenhang mit der Änderung von B- oder F-Plänen, Kosten im Zusammenhang mit der Erteilung einer Genehmigung nach BImSchG oder Kosten für rechtliche Beratung und Vertretung in Rahmen der Projektumsetzung, an. Auch Posten wie der Erwerb von Projektrechten werden in der Position Planungskosten abgebildet, wenn der realisierende Projektentwickler das Projekt nicht von Anfang an begleitet hat.“

Die mit der Gebotsabgabe einhergehenden Kosten wirken sich auf die zu erwartende Rentabilität der Teilnahme an den Ausschreibungen aus, wie nachfolgende Überlegungen zeigen:

- Hat ein Bieter sich zur Teilnahme an der Auktion entschieden und die materielle Präqualifikation erbracht, also im konkreten Fall eine Genehmigung für eine Windenergieanlage erhalten, so ist es für ihn – zumindest unter idealisierten Bedingungen – rational, die dafür angefallenen Kosten bei seiner Gebotsabgabe nicht zu berücksichtigen, sofern hinreichender Wettbewerb in der Ausschreibung zu erwarten ist. Denn diese sind bereits versunken und unabhängig vom Ausgang der Ausschreibung angefallen. Ein (risikoneutraler) Bieter ist also bzgl. des Ausschreibungsergebnisses indifferent, wenn er durch einen Zuschlag die für eine Fertigstellung des Projektes ab dem Zeitpunkt des etwaigen Zuschlags noch anfallenden Kosten decken kann. Deren Niveau wird die Höhe seines Gebotes bestimmen.⁸¹ Das schließt nicht aus, dass die Investition für einen Bieter *ex-post* auch unter Berücksichtigung der Kosten der Gebotsabgabe profitabel sein kann. Dabei wird (im Einheitspreisverfahren) die tatsächliche Vergütung und damit die Rentabilität des Projektes unter der Berücksichtigung von Gebotskosten aber nicht durch sein eigenes Gebot sichergestellt. Die Vergütung ergibt sich vielmehr aus der von den Geboten der Konkurrenz bestimmten Vergütung des Grenzgebots (Indifferenzpreis des letzten zur Nachfragedeckung noch benötigten Gebots) bzw. im Falle, dass alle Gebote unterhalb des Reservationspreises für die Nachfragedeckung benötigt werden, aus dem Reservationspreis.⁸² Insbesondere für Bieter, die ihr Gebot als „Grenzgebot“ im Sinne des schwächsten noch benötigten Gebotes einschätzen, ist deshalb der Reservationspreis ein entscheidender Faktor für die Teilnahme.
- Bieter müssen damit in Kenntnis dieses Wirkmechanismus *ex-ante* über die Teilnahme an der Ausschreibung und die Erbringung der dafür notwendigen Vorleistungen, also insbesondere der Projektentwicklung und des Vorantreibens der Genehmigung entscheiden. Diese Entscheidung ist sowohl von den Teilnahmekosten abhängig als auch von der Höhe des Reservationspreises (Milgrom und Weber, 1982). Dabei wird c. p. die Teilnahmebereitschaft mit steigenden Teilnahmekosten und sinkender Zuschlagswahrscheinlichkeit sinken⁸³ und (bei einer Einkaufsauktion wie der Förderausschreibung für Windenergie an Land) mit steigendem Reservationspreis zunehmen. Ein potenzieller Teilnehmer wird nur dann an der Auktion teilnehmen und die dafür notwendigen Vorleistungen erbringen, wenn seine erwarteten Kosten für die Projektrealisierung unter einem bestimmten Schwellwert (unterhalb des Reservationspreises) liegen (Samuelson, 1985). Bei einem bestimmten Reservationspreis werden potenzielle Teilnehmer also nur dann überhaupt erwägen, die Kosten für die erforderlichen Vorleistungen zu erbringen, wenn ihre erwarteten Projektrealisierungskosten (d. h. die Gesamtkosten abzüglich der versunkenen Kosten aus den Vorleistungen) nicht höher sind als der Reservationspreis abzüglich der Kosten für Vorleistungen. Unter Berücksichtigung der erwarteten Wettbewerbssituation würden Bieter als eine Art „Risikoprämie“ für eine möglicherweise erfolglose Teilnahme sogar nur dann teilnehmen, wenn ihre erwarteten Kosten um einen bestimmten Betrag unter dem Reservationspreis liegen.

⁸¹ Diese Darstellung geht zur einfacheren Erläuterung der Zusammenhänge von einem Einheitspreisverfahren (*pay-as-cleared*) aus. Tatsächlich kommt heute ein Gebotspreisverfahren zum Einsatz (*pay-as-bid*). Es lässt sich aber zeigen, dass bei Verfahren zumindest unter den hier angekommenen idealisierten Bedingungen zu gleichen Ergebnissen führen. Insofern sind alle in dieser Notiz dargelegten Überlegungen grundsätzlich unabhängig der Frage gültig, ob ein Einheits- oder ein Gebotspreisverfahren zum Einsatz kommt.

⁸² Bei *Pay-As-Bid* geht als zusätzlicher Einfluss ein, wie gut der Bieter die Wettbewerbssituation antizipieren kann und welche Risikopräferenz er bei der Abgabe seines Gebotes hat.

⁸³ Bieter mit Projekt an den i. d. R. ertragsschwächeren Südstandorten haben aufgrund der höheren Stromgestehungskosten eine niedrigere Zuschlagswahrscheinlichkeit. Dieser Wirkungszusammenhang führt dazu, dass die Teilnahmebereitschaft der Bieter für solche Gebote systematisch geringer ist als an anderen ertragsreicheren Standorten.

Aufgrund dieser Logik wird zumindest offensichtlich, dass das Risiko niedriger Teilnehmerzahlen bei Ausschreibungen für Windenergie an Land deutlich höher ist als bei anderen erneuerbaren Energien, bei denen die Teilnahmekosten keine oder eine deutlich geringere Rolle spielen.

Dieses Risiko wird verstärkt durch – z. B. zur Vermeidung von der Öffentlichkeit schwer zu vermittelnden hohen Förderungen – besonders ambitioniert gesetzte Reservationspreise.

Wie oben diskutiert, fordert die Europäische Kommission in den Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfeleitlinien zur Rechtfertigung der staatlichen Hilfe zumindest im Grundsatz eine Festlegung der Förderhöhe auf Basis von Gebots- und nicht Reservationspreisen. Mit Blick darauf haben Ehrhart et al. (2020) Strategien untersucht, die Reservationspreis oder Zuschlagsvolumen endogen (d. h. nach Gebotsabgabe) so festlegen, dass diese Bedingung erfüllt wird und der Zuschlag nicht auf Basis des vor dem Start der Ausschreibung administrativ festgelegten Reservationspreises erteilt wird.⁸⁴ Diese Analyse hat gezeigt, dass derartige endogene Anpassungsmechanismen Gefahr laufen, die Teilnehmerzahlen bei Ausschreibungen für Windenergie an Land kontinuierlich weiter zu senken und dieses Segment auszutrocknen. Anschaulich lässt sich dieser Effekt anhand obiger Überlegungen damit nachvollziehen, dass im Kalkül eines Bieters die Teilnahme durch derartige Maßnahmen unattraktiver wird, weil die endogenen Anpassungen zu einer niedrigeren Zuschlagswahrscheinlichkeit oder einem niedrigeren Reservationspreis führen. Insbesondere schwache Bieter werden dadurch möglicherweise an der Teilnahme gehindert. Wenn aber der potenziell schwächste Bieter aufgrund solcher Überlegungen nicht teilnimmt, sinken bei endogener Anpassung Zuschlagsmengen bzw. Reservationspreise weiter. Damit steht der zweitschwächste Bieter vor einem identischen Dilemma.

Diese Problematik ist unmittelbar mit den hohen Teilnahmekosten an den Ausschreibungen für Windenergie an Land verknüpft, wie eine Grenz betrachtung zeigt. Wäre eine Teilnahme an den Ausschreibungen für die Bieter (nahezu) vollständig ohne Kosten möglich, würde auch ein sehr niedriger Reservationspreis oder ein endogen festgelegtes Ausschreibungsvolumen nicht dazu führen, dass eine Teilnahme für die Bieter unattraktiv wird, da aus dem Zuschlagsrisiko keine Kosten entstehen.

Eine Absenkung der Teilnahmekosten für die Ausschreibungen von Windenergie an Land erscheint deshalb vielversprechend, um die Teilnahmebereitschaft an den Ausschreibungen zu steigern (vgl. auch dazu {Ehrhart et al., 2020}). Dies wäre grundsätzlich über einen Wechsel zu einer sogenannten „frühen“ Ausschreibung möglich, bei der die Teilnehmer deutlich geringere materielle Präqualifikationsbedingungen zu erfüllen haben, z. B. in dem sie lediglich eine pönalisierte Verpflichtung eingehen, in einem bestimmten Zeitraum Windenergieanlagen einer bestimmten Leistung bzw. mit einer bestimmten Energieproduktion zu errichten. Dieses Modell einer frühen Ausschreibung wurde bei Einführung der Ausschreibungsverfahren für erneuerbare Energien – und wird auch vielfach weiterhin – aber von der überwiegenden Zahl der Stakeholder abgelehnt, u. a. weil Veränderungen der Akteursstruktur und niedrigere Realisierungsraten als mit einer späten Ausschreibung befürchtet wurden.⁸⁵

Alternativ zu einer frühen Ausschreibung könnten die Teilnahmekosten für Bieter auch gesenkt werden, indem die auktionierende Stelle Bietern (unabhängig vom Zuschlag der Gebote) die

⁸⁴ §28 Abs. 6 EEG 2021 stellt einen derartigen Mechanismus dar. Zwar erfolgt die Festlegung der Ausschreibungsmenge nicht nach Gebotsabgabe, aber nach Erbringung der wesentlichen Vorleistungen durch potenzielle Teilnehmer.

⁸⁵ Änderung in der Akteursstruktur wurden insb. deshalb erwartet, da ein erheblicher Teil der Projekte bereits im Planungs- bzw. Genehmigungsprozess scheitert. Dieses Risiko, so die Erwartung, dürften vor allem kleinere Akteure ohne ein breites Projektportfolio scheuen.

Kosten der Gebotsabgabe (einschließlich der Planungskosten) ganz oder teilweise erstattet. Solche Erstattungen von Angebotskosten sind in anderen Beschaffungsprozessen, bei denen die Angebotsabgabe mit erheblichen Vorleistungen einhergeht, zumindest nicht unüblich (Horsky et al., 2011). Allerdings ist die wissenschaftliche Literatur zur Frage der Vorteilhaftigkeit einer Erstattung von Gebotskosten bisher nicht sehr umfangreich.

Nachfolgend wird dennoch ein kurzer Überblick über den Stand der wissenschaftlichen Debatte gegeben und darauf basierend eine Einschätzung entwickelt, ob das Konzept der Gebotskostenerstattung auch für Windenergie an Land sinnvoll sein könnte.

4.3.2 Stand der wissenschaftlichen Debatte

Bei der Diskussion der Vorteilhaftigkeit von Gebotskostenerstattungen ist zu berücksichtigen, dass Beschaffungsauktionen für erneuerbare Energien unterschiedliche Ziele verfolgen können. Ehrhart et al. (2020) nennen drei in diesem Zusammenhang sinnvolle Ziele, die zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen für das Auktionsdesign führen können:

- Das Ziel des Auktionators könnte in der Maximierung seiner ökonomischen Rente, ausgedrückt als Differenz zwischen der Zahlungsbereitschaft für das zu beschaffende Gut und der zu leistenden Zahlung liegen. Im Kontext der Beschaffung erneuerbarer Energien wird die Frage, welche Zahlungsbereitschaft besteht, bei welcher Förderhöhe die Gesellschaft also indifferent zwischen dem geförderten Zubau und dessen Ausbleiben (und damit dem Entfall der Förderverpflichtung) ist, häufig allenfalls implizit diskutiert. Dieses Ziel dürfte daher in der heutigen Situation für die hier besprochenen Wind-Ausschreibungen i. W. nicht relevant sein.
- Ein weiteres Ziel könnte in der Erreichung einer gesamtwirtschaftlich effizienten Allokation bestehen. Hier ist nicht die Zahlungsbereitschaft des Auktionators relevant, sondern gesamtwirtschaftlich effiziente Zubauentscheidungen zu treffen. Dieses Ziel spielte in der Vergangenheit bei der Entwicklung eines Designs für die Ausschreibungen nach EEG stets eine relevante Rolle, dürfte aber – insbesondere vor dem Hintergrund der jüngst weiter erhöhten Ausbauziele – hinter dem folgenden Ziel weniger prioritär sein.
- Schließlich ist eine möglichst vollständige Deckung des ausgeschriebenen Bedarfs ein denkbare Ziel. In der heutigen Situation dürfte dieses Ziel für die hier diskutierten Wind-Ausschreibungen aus Sicht des Gesetzgebers die höchste Priorität haben.
- Wenig sinnvoll wäre hingegen das Ziel Zahlungen des Auktionators zu minimieren, das offensichtlich durch einen Verzicht auf die Beschaffung (bzw. einen extrem niedrigen Reservationspreis, der Gebote faktisch verhindert) erreicht werden könnte.

Überlegungen für Ein-Gut-Auktionen mit Reservationspreis und Teilnahmekosten zeigen, dass das optimale Auktionsdesign abhängig von diesen Zielen variiert (Samuelson, 1985). So führt bei Vorliegen von Teilnahmekosten ein Reservationspreis in Höhe der tatsächlichen maximalen Zahlungsbereitschaft der auktionierenden Stelle (die z. B. durch die erwarteten Kosten einer Erbringung bzw. alternativen Beschaffung durch die ausschreibende Stelle determiniert werden könnte) zu einem wohlfahrtsmaximalen Ergebnis auch ohne Erstattung von Gebotskosten. Die Maximierung der ökonomischen Rente der auktionierenden Stelle erfordert hingegen einen niedrigeren Reservationspreis. Samuelson zeigt auch, dass bei Vorliegen von Teilnahmekosten eine Beschränkung der Teilnehmerzahl der Auktion sinnvoll sein kann, um Ineffizienzen des gesamten Systems durch „verlorene“ Teilnahmekosten der nicht berücksichtigten Bieter zu vermeiden.

Ehrhart et al. (2020) erweitern die Analysen von Samuelson auf Mehrgutauktionen wie Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Dabei bestätigen sie die Befunde von Samuelson für Auktionen in einem wettbewerblichen Umfeld, kommen aber gleichzeitig zu dem Schluss, dass die möglichst vollständige Deckung des Bedarfs in Mehrgut-Auktionen in einem solchen Umfeld nicht allein über den Reservationspreis gesteuert werden kann. So erfordert die möglichst vollständige Bedarfsdeckung ein Auktionsdesign, das Bieter nicht von der Teilnahme an der Ausschreibung abhält. Da die Gebotskosten für die Bieter zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe versunken sind und in einem wettbewerblichen Markt nicht wiedergewonnen werden können, ist – so das Ergebnis der Studie – eine Maximierung der Bedarfsdeckung nur mit einer Gebotskostenerstattung erreichbar. Diese Schlussfolgerung ist hier besonders relevant, da die Maximierung der Bedarfsdeckung bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien angesichts deutlich verschärfter Klimaziele derzeit ein politisch besonders hoch priorisiertes Ziel sein dürfte.

Auch wenn die Literatur zur Erstattung von Gebotskosten in Auktionen begrenzt ist, bestätigen verschiedene andere Arbeiten, dass eine Gebotskostenerstattung ökonomisch sinnvoll sein kann. Diese Arbeiten zeigen allerdings auch auf, dass die Frage, welcher Kostenanteil erstattet wird und wie dieser bestimmt wird, für die Vorteilhaftigkeit des Erstattungsregimes mitentscheidend sein kann. Dabei wird allerdings zumeist implizit oder explizit von einem Auktionsdesign ausgegangen, das auf eine Maximierung der ökonomischen Rente des Auktionators zielt. Alternative Ziele, wie sie vor allem im Kontext des Ausbaus erneuerbarer Energien relevant sind, werden in der Regel nicht betrachtet, weswegen die bislang vorliegende Literatur zwar hilfreiche Erkenntnisse liefert, aber insgesamt nur begrenzt auf die hier diskutierte Situation übertragbar ist. Folgende Ergebnisse sollten berücksichtigt werden:

- In Auktionen mit unterschiedlich hohen Teilnahmekosten der Bieter kann eine partielle Erstattung der tatsächlichen Gebotskosten sinnvoll sein, insbesondere, weil dadurch Bieter mit hohen Präqualifikationskosten, aber niedrigen Kosten für die Erbringung des nachgefragten Gutes zur Teilnahme beanreizt werden. Zwar erhöht die pauschale Erstattung damit die Teilnehmerzahl, zugleich erhöhen sich aber auch die Kosten des Auktionators (Gal et al., 2007).
- Bei Auktionen mit endogener Beteiligung, bei der die Bieter beim Treffen der eigenen Teilnahmeentscheidung nur die potenzielle Teilnehmerzahl kennen, aber nicht wissen, wer tatsächlich teilnehmen wird, führt eine Erstattung der tatsächlichen Gebotskosten der unterlegenen Bieter zu einer Maximierung der ökonomischen Rente des Auktionators (Menezes und Monteiro, 2000).
- Eine Gebotskostenerstattung kann für einen seine ökonomische Rente maximierenden Auktionator insbesondere dann sinnvoll sein, wenn sich die Gebotskosten zwischen den Bietern stark unterscheiden, z. B. weil sie für einen Bieter bereits versunken sind. Unvorteilhaft ist eine Gebotskostenerstattung dann, wenn dadurch die Teilnahme von zu vielen schwachen Bietern beanreizt wird, deren Gebote in der Auktion weitgehend chancenlos sind (Horsky et al., 2011). Anreize für solche Gebote können dann entstehen, wenn die Gebotskosten nahezu vollständig erstattet werden und die Teilnahme an der Ausschreibung damit näherungsweise keine Kosten für den Bieter verursacht.

4.3.3 Gebotskostenerstattung aus energieökonomischer Perspektive: Schlussfolgerungen für Windenergie an Land

Die Erkenntnisse aus der wissenschaftlichen Diskussion zu Auktionen mit Teilnahmekosten und Gebotskostenerstattungen können nicht einfach auf Ausschreibungen für Windenergie an Land

übertragen werden. Die wissenschaftlichen Papiere beschäftigen sich mit einer Ausnahme (Ehrhart et al., 2020) nicht mit den Spezifika der Beschaffungsauktionen für erneuerbare Energie bzw. berücksichtigen diese nur vereinfacht, z. B. über Teilnahmekosten, die für alle Teilnehmer gleich angenommen werden.

Aus Sicht der Autoren dieser Notiz sind für die Beurteilung der Sinnhaftigkeit von Gebotskostenerstattungen speziell bei Windenergie an Land zumindest folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Im Unterschied zur Standardliteratur zu Auktionen wird der Bedarfsdeckung und damit der Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien politisch aufgrund der Bedeutung für die Bekämpfung des Klimawandels ein jedenfalls derzeit deutlich höherer Wert beigemessen als der Renten- oder Wohlfahrtsmaximierung im engeren Sinne. So enthält das Auktionsdesign für Windenergie an Land mit dem Referenzertragsmodell bereits heute Elemente, die klar auf eine Stärkung der Teilnahme an den Auktionen bei Inkaufnahme von Mehrkosten und allokativen Effizienzverlusten zielen.
- Die Erhöhung des Reservationspreises einerseits und die Erstattung von Gebotskosten andererseits haben teilweise ähnliche Wirkungen im Hinblick auf die Verbesserung der Teilnahmeanreize. Der Steuerung der Auktion über den Reservationspreis sind in der Praxis allerdings Grenzen gesetzt. Hohe (und damit die Teilnahmeanreize möglichst nicht begrenzende) Ausschreibungsmengen und Reservationspreise werden vermutlich im Rahmen der Notifizierung des Fördersystems zur beihilferechtlichen Kontrolle bei der Europäischen Kommission auf Widerstand stoßen. Zudem ist die politische Akzeptanz für hohe Reservationspreise nur sehr eingeschränkt gegeben.
- Die tatsächlichen Teilnahmekosten für Windenergieanlagen dürften stark variieren, u. a. weil unterschiedliche Genehmigungsbehörden für die Genehmigung zuständig sind und sich Standortbedingungen sowie andere lokale Einflüsse auf Planungskosten wie z. B. lokale Widerstände stark voneinander unterscheiden. Wie eingangs bereits erwähnt, wird die Standardabweichung der Investitionsnebenkosten im EEG-Erfahrungsbericht mit 44% angegeben (Deutsche WindGuard und ZSW, 2019).
- Die Auktionen für Windenergie an Land werden nicht einmalig, sondern regelmäßig durchgeführt. Nicht erfolgreiche Bieter einer vergangenen Auktionsrunde können bei der nächsten Runde erneut teilnehmen, ohne dass für sie dadurch erhebliche zusätzliche Teilnahmekosten anfallen würden. Insbesondere die Planungsleistungen mit Blick auf die immissionschutzrechtliche Genehmigung wurden bereits erbracht und fallen allenfalls teilweise erneut an. Das bedeutet einerseits, dass heute von Runde zu Runde erhebliche Asymmetrien in den Teilnahmekosten der potenziellen Bieter auftreten (können), abhängig davon, ob es sich um eine wiederholte Teilnahme handelt: Für potenzielle Bieter, die noch vor der Entscheidung stehen, ob sie in die Vorentwicklung eines Windenergieprojekts einsteigen, sind die damit verbundenen Planungskosten noch nicht versunken und damit entscheidungsrelevant. Somit liegt ihr Indifferenzpreis in Bezug auf ihr Gebot systematisch höher als bei Bietern, die wiederholt teilnehmen und für die die Planungskosten nicht mehr entscheidungsrelevant sind. Die Erstattung von Gebotskosten würde diese Asymmetrie beheben. Andererseits ist in einer solchen Situation eine Erstattung der Gebotskosten für ein nicht zugelassenes Gebot anders als in den Betrachtungen in der ökonomischen Literatur jedenfalls nicht vollständig mit einem Wohlfahrtsverlust gleichzusetzen. Angesichts von Studien, die auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität des Energiesystems eine mehr oder weniger vollständige Potenzialausnutzung bei Windenergie an Land als wesentlichen notwendigen Schritt sehen (Fraunhofer ISI et al., 2021), ist vielmehr zu erwarten, dass die Planungskosten

für tatsächlich genehmigungsfähige Windenergieanlagen früher oder später ohnehin anfallen. Durch eine Gebotskostenerstattung und damit erhöhte Anreize, an den Ausschreibungen teilzunehmen, würden allenfalls die Projektentwicklung und das Anfallen diesbezüglicher Kosten vorgezogen. Zu berücksichtigen ist gleichwohl, dass Genehmigungen nicht unbegrenzt gültig sind und sich z. B. auf bestimmte Anlagentypen beziehen. Insofern könnten Planungskosten für nicht bezuschlagte Projekte zumindest teilweise einen Wohlfahrtsverlust darstellen.⁸⁶

Berücksichtigt man diese spezifischen Randbedingungen, so erscheint aus Sicht der Autoren der Weg einer Gebotskostenerstattung für die Ausschreibungen bei Windenergie an Land jedenfalls überlegenswert, wenn das Ziel dieser Ausschreibungen eine möglichst vollständige Bedarfsdeckung sein soll.⁸⁷ Zur konkreten Gestaltung dieser Erstattung (z. B. individuell vs. pauschal, Erstattungsquote) besteht weiterer Forschungsbedarf. Allerdings ist zu erwarten, dass schon relativ einfache und pauschal ausgestaltete Erstattungssysteme die Teilnahmeanreize steigern und komplexere Erstattungssysteme insbesondere dann notwendig werden, wenn – anders als bei den heutigen Ausschreibungen für Windenergie an Land – ökonomische Zielgrößen wie die Rente des Auktionators maximiert werden sollen. Insofern könnte auch erwogen werden, eine relativ einfach gestaltete Gebotskostenerstattung für eine begrenzte Zeit zu erproben, um dabei auch eine empirische Grundlage für eine vertiefte wissenschaftliche Befassung mit der Thematik zu gewinnen und ggf. später das Design zu verfeinern. Gleichwohl wären auch bei einem solchen Vorgehen gewisse Detailfragen für die Ausgestaltung noch zu klären bzw. festzulegen.

Im Hinblick auf die Förderkosten ist zu beachten, dass diese durch die Erstattung von Gebotskosten grundsätzlich zunächst steigen. Allerdings besteht die erwartete Wirkung dieser Maßnahme vor allem in einer Intensivierung des Wettbewerbs. Dies wiederum dürfte sich positiv auf die Förderkosten auswirken, da dadurch die Zuschlagswerte nicht mehr wie heute regelmäßig bei oder in der Nähe des Höchstwerts liegen, sondern diese sich einem niedrigeren, wettbewerblichen Niveau annähern. Dadurch sinken die Förderzahlungen. Der Nettoeffekt steigender Förderkosten durch die Zahlung einer Gebotskostenerstattung und sinkender Förderkosten durch sinkende Zuschlagswerte lässt sich nicht ohne weiteres ermitteln und es fehlt bislang auch eine empirische Grundlage hierfür. Jedenfalls aber dürften die Nettokosten einer Gebotskostenerstattung niedriger sein als deren Bruttokosten. Hinzu kommen die positiven Effekte auf das Angebot und die damit erhöhte Wahrscheinlichkeit die ambitionierten Ausbauziele zu erreichen.

Exkurs – Beispiel „Bürgerenergiefonds Schleswig-Holstein“

Ein erster Anknüpfungspunkt für die Entwicklung eines konkreten Ausgestaltungsvorschlags auf Bundesebene könnte der sogenannte „Bürgerenergiefonds“ in Schleswig-Holstein sein.⁸⁸ Dieser

⁸⁶ Je länger Projekte aufgrund eines nicht erfolgreichen Gebotes auf ihre Realisierung warten, desto wahrscheinlicher wird es, dass eine Neu- bzw. Umplanung erforderlich wird und damit zumindest teilweise Planungskosten erneut anfallen. Mindestens zwei Gründe hierfür sind zu benennen: So könnte der ursprüngliche in Genehmigung vorgesehene Anlagentyp nicht mehr lieferbar sein oder er ist nicht mehr wettbewerbsfähig. Wie hoch der Aufwand für die Umplanung ist, hängt von Fall zu Fall ab. Derzeit ohnehin in Diskussion befindliche Vereinfachungen in den Genehmigungsverfahren dürften helfen, Aufwände geringer zu halten. In Fachagentur Windenergie an Land, (2020) wurde auf Basis des heutigen Rechtsrahmens die Möglichkeit einer typenunabhängigen Genehmigung vorgeschlagen, die ggf. auch bereits helfen würde, den Aufwand durch eine neuerliche Genehmigung zu reduzieren oder ganz zu vermeiden. Hinsichtlich Umsetzbarkeit und tatsächlichem Nutzen kommt die genannte Studie jedoch zu einem gemischten Ergebnis und verweist auf weiteren Forschungsbedarf.

⁸⁷ Eine erste Bewertung aus beihilferechtlicher Sicht folgt im nächsten Abschnitt.

⁸⁸ Vgl. <https://www.ib-sh.de/produkt/buergerenergiefonds/>

wurde 2018 eingerichtet und fördert durch die landeseigene Förderbank bei Bürgerenergiegesellschaften Vorentwicklungskosten von u. a. Windenergieprojekten über Darlehen⁸⁹. Ein solches Darlehen muss nur zurückgezahlt werden, wenn für das Projekt ein Zuschlag in der Ausschreibung erteilt wird. Kommt das Projekt hingegen endgültig nicht zustande, so muss das Darlehen endgültig nicht zurückgezahlt werden.⁹⁰ Dieses „Scheitern“ des Projekts ist detailliert nachzuweisen.

Der Höchstbetrag für ein solches Darlehen beträgt 200.000 Euro. Damit wären z. B. bei einem 10-MW-Windprojekt ca. 10 bis 20% der Vorentwicklungskosten abgedeckt. Eine genauere Herleitung der Förderhöchstgrenze ist nicht bekannt. Bei diesem Wert handelt es allerdings um den Schwellenwert, bei dem eine Beihilfe nach europäischem Recht nicht als drohende Wettbewerbsverfälschung angesehen wird und diese daher nicht dem beihilferechtlichen Anmeldeverfahren unterliegt („De-minimis-Beihilfe“).

Für Bürgerenergieprojekte kommt diese Form der Darlehensgewährung somit einer zumindest teilweisen Gebotskostenerstattung für den Fall gleich, dass das Gebot (endgültig) nicht zugelassen wird. Sieht man davon ab, dass die Wirkung eines solchen Ansatzes allein deshalb begrenzt ist, weil nur Bürgerenergieprojekte und damit nur ein begrenzter Teil der potenziellen Bieter von dieser Maßnahme profitieren könnte, so wirkt ein solcher Ansatz – wäre er von allen potenziellen Bietern nutzbar – im Ergebnis wie eine Gebotskostenerstattung, die unabhängig vom Ausgang der Ausschreibung gezahlt würde, wie folgende Überlegungen zeigen.

Eine vom Ausschreibungsergebnis unabhängige Gebotskostenerstattung würde das heutige Gebotsverhalten der Bieter nicht beeinflussen (gleichwohl aber die Teilnahmebereitschaft!). Die Gebotskosten würden, da sie versunkene Kosten darstellen, nicht in das Gebot eingepreist. Folglich reflektieren die Zuschlagswerte als Ausschreibungsergebnis auch nicht die vollen Stromgestehungskosten, sondern nur diejenigen abzüglich der Gebotskosten. Eine Refinanzierung der gesamten Stromgestehungskosten ist allerdings durch die gewährte Gebotskostenerstattung dennoch möglich. Nicht erfolgreiche Bieter erhalten ihre Gebotskosten ebenfalls erstattet, so dass hohe Gebotskosten in Verbindung mit dem Zuschlagsrisiko potenzielle Bieter nicht systematisch von einer Projektvorentwicklung abhalten. Letzteres wäre auch bei einer Gebotskostenerstattung, die nur für nicht erfolgreiche Gebote gezahlt wird, der Fall. Diesbezüglich verhalten sich beide Ansätze daher gleich. Die Anforderung, die erstatteten Gebotskosten im Falle eines Zuschlags zurückzuzahlen, ändert jedoch das Gebotskalkül für die Ausschreibung. Die Rückzahlungspflicht erhöht aus Sicht des Bieters die Kosten, die neben den Kosten der Fertigstellung bzw. Umsetzung des Windausbauprojekts für den Bieter mit einem Zuschlag verbunden wären. Insofern wird ein rationaler Bieter diese Kosten, d. h. die (zuvor erstatteten) Gebotskosten, nun in sein Gebot einpreisen. In der Folge steigen die Gebotswerte und damit auch die Zuschlagswerte. Im Ergebnis ermöglicht dann auch dieser Ansatz, dass erfolgreiche Bieter ihre gesamten Stromgestehungskosten inkl. Gebotskosten refinanzieren können – in diesem Fall vollständig über die Förderzahlungen, die sich aus der Ausschreibung ergeben. Verfolgt man einen solchen Ansatz wären allerdings die Höchstpreise für die Ausschreibung zu überprüfen und ggf. nach oben anzupassen, da es wie besprochen zu einer systematischen Erhöhung der Gebotswerte kommen dürfte.

⁸⁹ In den ersten zwei Jahren ab Bereitstellung ist das gewährte Darlehen zinslos.

⁹⁰ Vgl. https://www.ib-sh.de/fileadmin/user_upload/downloads/energieagentur/buergerenergiefonds/buergerenergiefonds_richtlinie.pdf

Die Überlegungen aus dem vorherigen Absatz beziehen sich auf eine Situation, in der alle Bieter eine Gebotskostenerstattung in Anspruch nehmen können. Beschränkt man die Gebotskostenerstattung auf ein bestimmtes Segment ist – neben bekannten Problemen bei Abgrenzungsfragen der Segmente – zu beachten, dass die in Schleswig-Holstein derzeit angewendete Gebotskostenerstattung in einer statischen Betrachtung⁹¹ sogar zu einer Verschlechterung der Zuschlagschancen des Bietersegments führen kann, welches von der Gebotskostenerstattung profitiert; denn wie beschrieben würden sich bei diesen Bietern die Gebotswerte erhöhen, während sich das Gebotskalkül der übrigen Bieter nicht verändert. Ceteris paribus verschlechtern sich damit die Zuschlagschancen in diesem Fall der Bürgerenergiegesellschaften. Langfristig profitieren aber Bürgerenergiegesellschaften davon, dass für sie der oben beschriebene Mechanismus systematisch unterfinanzierter Projekte durch nicht refinanzierbare Gebotskosten nicht wirkt.

4.3.4 Beihilferechtliche Bewertung der Erstattung von Gebotskosten im Rahmen von Ausschreibungsverfahren für Förderungen von Windenergie an Land

4.3.4.1 Fragestellung

In den letzten Jahren haben häufig zu wenige Bieter an den nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Windenergie an Land durchgeführten Ausschreibungen teilgenommen mit der Folge, dass das nachgefragte Ausschreibungsvolumen nicht gedeckt und damit Ausbauziele nicht erreicht werden konnten. Um diesem Problem zu begegnen, wird in der ökonomischen Literatur vorgeschlagen, die für die Gebotserstellung anfallenden Kosten zu erstatten. Damit soll vermieden werden, dass eine Teilnahme nur wegen zu hoher Kosten für die Abgabe eines Gebotes unterbleibt. In der rechtlichen Literatur ist diese Maßnahme soweit nach überblicksartiger Recherche ersichtlich noch nicht diskutiert worden.

Da seit dem 1. Januar 2021 staatliche Haushaltsmittel in das EEG-Fördersystem fließen, wird die Förderung durch das EEG 2021 – anders als vorherige Versionen – sowohl von der Bundesregierung als auch der EU-Kommission als staatliche Beihilfe eingeordnet.⁹² Im beihilferechtlichen Prüfverfahren nach den Art. 107, 108 AEUV hat die EU-Kommission das EEG 2021 in weiten Teilen genehmigt, lediglich einzelne Regelungen wie z. B. die Südquote ausdrücklich von ihrem Beschluss ausgenommen und eine weitere Prüfung angekündigt, jedoch noch nicht abgeschlossen.⁹³

Unter der Annahme, dass das EEG auch zukünftig dem EU-Beihilferecht unterfällt, sind für die beihilferechtliche Bewertung von Gestaltungsoptionen die seit dem 1. Januar 2022 geltenden neuen Leitlinien für Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL 2022) der Kommission relevant.

Da Reformvorschläge vorliegen, für Neuanlagen ein beihilfefreies EEG einzuführen und nur Bestandsanlagen weiterhin nach dem „alten“, beihilfepflichtigen EEG 2021 zu fördern,⁹⁴ könnte sich darüber hinaus noch die Frage stellen, wie eine Regelung zur Gebotserrstattung im Rahmen

⁹¹ Damit ist eine Sichtweise gemeint, in der die betrachteten Bieter bereits die Entscheidung über eine Vorentwicklung getroffen haben.

⁹² Vgl. BMWK, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/EEG-2021/faq-beihilferechtlichen-genehmigung-eu-kommission.html>.

⁹³ Vgl. Pressemitteilung vom 29. April 2021, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_2042.

⁹⁴ Siehe Agora Energiewende, Ein beihilfefreies und schlankeres EEG, Vorschlag zur Weiterentwicklung des bestehenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Oktober 2021; Dr. Julia Verlinden, Sprecherin für Energiepolitik, Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Bundestag, Impulspapier zur Finanzierung der Erneuerbaren Energien, September 2021.

eines solchen grundsätzlich beihilfefreien EEG zu bewerten wäre. Mit Blick darauf, dass die Vorschläge seit Neubildung der Bundesregierung im politischen Diskurs jedenfalls bisher nicht weiter vertieft wurden, halten wir die diesbezüglichen Gedanken jedoch bewusst kurz, siehe dazu Abschnitt 4.3.4.3.

4.3.4.2 Gebotserstattung in einem beihilfepflichtigen EEG

Aktuell fällt das Fördersystem des EEG 2021 unbestritten unter das EU-Beihilferecht. Gleiches wird dementsprechend für eine ins EEG integrierte Erstattungsregelung gelten. Für die Frage nach einer möglichen Rechtfertigung dieser Gestaltungsoption im Rahmen von Art. 107 Abs. 3 AEUV müssen die aktuellen Beihilfeleitlinien der Kommission berücksichtigt werden.

Zwar sind die von der Kommission erlassenen Leitlinien grundsätzlich nicht rechtlich bindend, d. h. nationale Behörden und Gerichte, vor allem der EuGH, sind nicht an das jeweilige Begriffsverständnis der Kommission gebunden.⁹⁵ Dennoch bietet sich eine Einschätzung anhand der Beihilfeleitlinien an, da die Einführung einer Regelung zur Gebotserstattung für Ausschreibungsverfahren bei Windenergie an Land mit hoher Wahrscheinlichkeit unabhängig von einer entsprechenden Bewertung durch die Bundesregierung schon faktisch dazu führen wird, dass die Kommission ein Prüfverfahren einleitet.

Grundlagen der Beihilfeleitlinien

Die neuen Leitlinien für Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBLL 2022) wurden von der EU-Kommission als Teil der Maßnahmen zur Umsetzung des Green Deal überarbeitet und gelten seit dem 1. Januar 2022.⁹⁶

Damit Umweltschutz- oder Energiebeihilfen als nach Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV zulässig angesehen werden können, fordert die Kommission grundsätzlich, dass sie zur Förderung bestimmter Wirtschaftszweige bestimmt sind (positive Voraussetzung) und dass sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft (negative Voraussetzung), siehe Ziffer 3, Rn. 21 ff.

Zum Nachweis der ersten (positiven) Voraussetzung muss der konkret geförderte Wirtschaftszweig ermittelt werden sowie die positiven Auswirkungen der Maßnahme auf die Gesellschaft allgemein und ggf. auch ihre Relevanz für spezifische Politikbereiche der Union ermittelt werden. Ferner muss ein Anreizeffekt vorliegen.

Hinsichtlich der zweiten (negativen) Voraussetzung fordert die Kommission, dass die Beihilfe erforderlich, geeignet und angemessen sowie transparent ausgestaltet ist. Ferner müssen übermäßige negative Auswirkungen der Beihilfe auf Wettbewerb und Handel vermieden werden und abschließend zwischen positiven und negativen Auswirkungen der Beihilfe abgewogen werden.

Einer genaueren Überprüfung bedürfen im Zusammenhang mit der Einführung einer Regelung zur Gebotserstattung bei Ausschreibungsverfahren für Windenergie an Land vor allem die Kriterien von Erforderlichkeit, Geeignetheit und Angemessenheit.⁹⁷

⁹⁵ Vgl. im energierechtlichen Kontext zu den Leitlinien über den Begriff der Beeinträchtigung des zwischenstaatlichen Handelns nach Art. 81 f. EGV bzw. Art. 101 f. AEUV: Bruhn, in: Theobald/Kühling, Energierecht, Werkstand: 111. EL April 2021, Art. 101 f. AEUV, Rn. 37 m.w.N.; vgl. im Kontext der UEbLL: Pause, Die Beihilfeleitlinien der Kommission für den Energie- und Umweltbereich, in: Müller/Kahl (Hrsg.), Erneuerbare Energien in Europa, 2015, S. 244.

⁹⁶ Vgl. https://ec.europa.eu/competition-policy/sectors/energy-and-environment/legislation_en.

⁹⁷ Die übrigen Voraussetzungen dürften vorliegen, insbesondere dürfte es in hinreichendem Maß möglich sein, den notwendigen Anreizeffekt (vgl. Rn. 26 ff.) nachzuweisen.

Erforderlichkeit (Rn. 34 ff., 89 ff.)

Die Kommission legt ihre Anforderungen an die Erforderlichkeit einer Beihilfe für den Regelfall in den Randnummern 34 ff. dar. Nach dem Verständnis der Kommission ist eine Beihilfe erforderlich, wenn der Mitgliedstaat nachweist, dass diese tatsächlich auf ein verbleibendes Marktversagen ausgerichtet ist, und dabei auch etwaige andere Strategien und Maßnahmen berücksichtigt, mit denen bestimmten Fällen von Marktversagen bereits begegnet wird (Rn. 36).

Nach Randnummer 34 muss die geplante staatliche Beihilfe auf eine Situation ausgerichtet sein, in der sie eine wesentliche Verbesserung bewirken kann, die der Markt allein nicht herbeiführen kann. Dies könnte z. B. erfolgen, indem die Beihilfe ein hinsichtlich der geförderten Vorhaben oder Tätigkeiten bestehendes Marktversagen behebt.

Werden zur Behebung eines bestimmten Marktversagens schon andere Strategien oder Maßnahmen ergriffen, dürfen zusätzliche staatliche Beihilfen nur auf die Behebung des verbleibenden Marktversagens ausgerichtet sein. Ferner muss dargelegt werden, wie die staatlichen Beihilfen andere Strategien und Maßnahmen verstärken, die bereits auf die Behebung desselben Marktversagens ausgerichtet sind (Rn. 35).

Von diesen Regelkriterien nimmt die Kommission zwar Beihilfen zur Verringerung von Treibhausgasemissionen ausdrücklich aus (Rn. 89). Allerdings fordert sie dennoch, dass ermittelt werden muss, welche politischen Maßnahmen es bereits zur Verringerung von Treibhausgasemissionen gibt. Auch muss nachgewiesen werden, dass das Vorhaben – bei Beihilferegulungen das Referenzvorhaben⁹⁸ – ohne die Beihilfe nicht durchgeführt würde. Die Kommission will dies anhand einer Quantifizierung oder einer vom Mitgliedstaat vorgelegten, auf Nachweise gestützten Analyse prüfen (Rn. 38 und 90).

Liegt ein ausreichender Nachweis vor, geht die Kommission, wenn ihr keine gegenteiligen Beweise vorliegen, davon aus, dass ein gewisses Marktversagen verbleibt, das mithilfe von Beihilfen zur Förderung der Dekarbonisierung behoben werden kann (Rn. 91).

Dann kann eine Unterstützung in Form einer bestimmten garantierten Vergütung für zulässig sein, wenn zusätzlich eine erhebliche Unsicherheit hinsichtlich künftiger Marktentwicklungen in Bezug auf einen Großteil des Geschäftsszenarios besteht und die Hilfe zur Begrenzung des mit negativen Szenarien verbundenen Risikos als notwendig erachtet werden, um sicherzustellen, dass die private Investition getätigt wird (Rn. 90). Dies kann nach Ansicht der Kommission beispielsweise bei Investitionen in erneuerbare Energien der Fall sein, bei denen die Stromeinnahmen nicht an die Inputkosten gekoppelt sind. Zur Gewährleistung der Angemessenheit behält sich die Kommission in solchen Fällen allerdings vor, Beschränkungen der Rentabilität und/oder Rückforderungen im Zusammenhang mit möglichen positiven Szenarien zu fordern.

Eine Regelung zur Gebotserstattung dürfte nach diesen Kriterien als erforderlich gelten, sofern hinreichend dargelegt wird, dass ein Marktversagen in Bezug auf den Ausbau von Windenergieanlagen an Land trotz des bestehenden Fördersystems nach EEG 2021 besteht. Als starkes Indiz hierfür, kann auf die in den letzten Jahren regelmäßig unterzeichneten Ausschreibungen verwiesen werden.

Geeignetheit (Rn. 39 ff., Rn. 93 ff.)

Für den Regelfall sehen die Beihilfeleitlinien vor, dass die geplante Beihilfemaßnahme ein geeignetes Instrument für die Verwirklichung des mit der Beihilfe angestrebten Ziels sein muss (Rn.

⁹⁸ Vgl. Rn. 19, Ziffer 63. „Referenzvorhaben“: Beispielsvorhaben, das für das durchschnittliche Vorhaben in einer für eine Beihilferegulung in Betracht kommenden Empfängerkategorie repräsentativ ist.

39). Es darf also kein Politik- und Beihilfeinstrument geben, mit dem dieselben Ergebnisse erzielt werden könnten, aber geringere Verzerrungen bewirkt würden. Dies betrifft sowohl den Vergleich zu anderen Beihilfeinstrumenten als auch zu sonstigen alternativen Instrumenten.

Speziell für die Gruppe von Beihilfen zur Verringerung und zum Abbau von Treibhausgasemissionen, u. a. durch die Förderung von erneuerbaren Energien geht die Kommission allerdings grundsätzlich von einer Geeignetheit zur Verwirklichung der Dekarbonisierungsziele aus, sofern alle anderen Voraussetzungen für deren Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt erfüllt sind (Rn. 93). Diese Vermutung wird damit begründet, dass andere politische Instrumente normalerweise nicht ausreichen, um diese Ziele zu erreichen. Angesichts des Umfangs und der Dringlichkeit der Herausforderungen im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung können nach Auffassung der Kommission auch verschiedene Instrumente, einschließlich direkter Zuschüsse, zulässig sein.

Aufgrund dieser Vermutungsregel dürfte grundsätzlich von einer Geeignetheit einer Regelung zur Gebotskostenerstattung auszugehen sein. Angesichts der weiteren Vorgaben der Kommission verschiebt sich die Frage nach möglicherweise bestehenden Alternativen in die Frage der Angemessenheit.

Angemessenheit und Wettbewerbsverzerrung (Rn. 47 ff., 95 ff.)

Eine Regelung zur Gebotskostenerstattung muss auch angemessen sein und darf nicht zu einer übermäßigen Wettbewerbsverzerrung führen (vgl. Rn. 47 und Rn. 95).

Beihilfen werden von der Kommission als angemessen erachtet, wenn der Beihilfebetrag pro Beihilfeempfänger auf das Minimum beschränkt ist, das für die Durchführung des geförderten Vorhabens bzw. der geförderten Tätigkeit erforderlich ist (Rn. 47). In diesem Sinne wird die Angemessenheit vermutet, wenn die Beihilfe im Rahmen eines, weitere Vorgaben erfüllenden Ausschreibungsverfahrens gewährt wird (Rn. 49).

Bei der weiteren Prüfung von Beihilfen zur Verringerung von Treibhausgasemissionen spielt auch das Kriterium der Wettbewerbsverzerrung eine maßgebliche Rolle. Insoweit geht die Kommission davon aus, dass Dekarbonisierungsmaßnahmen, die allen miteinander im Wettbewerb stehenden Tätigkeiten offenstehen, zu weniger erheblichen Wettbewerbsverzerrungen führen (Rn. 95).

Eine der Rechtfertigung der Beihilfe entgegenstehende, übermäßige Wettbewerbsverzerrung liegt u.a. auch dann nicht vor, wenn dargelegt wird, dass beihilfefähige Wirtschaftszweige oder innovative Technologien das Potenzial haben, längerfristig einen wichtigen und kosteneffizienten Beitrag zum Umweltschutz und zu einer umfassenden Dekarbonisierung zu leisten (Rn. 96 lit d). Entsprechendes gilt, wenn eine Maßnahme notwendig ist, um die Diversifizierung zu erreichen, die erforderlich ist, um eine Verschärfung von Problemen im Zusammenhang mit der Netzstabilität zu vermeiden (Rn. 96 lit. e).

Beihilfen zur Verringerung von Treibhausgasemissionen sollten in der Regel im Wege einer Ausschreibung gewährt werden, damit die Ziele der Maßnahme (insbesondere Dekarbonisierung) in angemessener Weise bei gleichzeitiger Minimierung der Verzerrungen von Wettbewerb und Handel erreicht werden können (Rn. 103).

Dabei nennt die Kommission als Beispiele für eine angemessene Ausgestaltung die Beschränkung der Mittelausstattung bzw. des Volumens der Ausschreibung mit der Folge, dass voraussichtlich nicht allen Bietern eine Beihilfe gewährt werden kann.

Der folgende Halbsatz ist in der deutschen Version etwas unklar:

„(...) die erwartete Zahl der Bieter ist groß genug, um wirksamen Wettbewerb sicherzustellen, und die Ausgestaltung von Ausschreibungen, bei denen das Ausschreibungsvolumen während der Durchführung einer Regelung nicht erreicht wurde, wird korrigiert, um bei den folgenden Ausschreibungen oder, falls dies nicht gelingt, so bald wie möglich einen wirksamen Wettbewerb wiederherzustellen.“

In der englischen Version heißt es:

“The budget or volume related to the bidding process is a binding constraint in that it can be expected that not all bidders will receive aid, the expected number of bidders is sufficient to ensure effective competition, and the design of undersubscribed bidding processes during the implementation of a scheme is corrected to restore effective competition in the subsequent bidding processes or, failing that, as soon as appropriate.”

Um die Beihilfe wirksam auf ein angemessenes Maß zu beschränken, nennt die Kommission auch beispielhaft ergänzende Maßnahmen wie ausdrücklich *„Maßnahmen zur Abschwächung etwaiger Beschränkungen auf der Angebotsseite, Anpassung des Volumens an das voraussichtlich verfügbare Angebot zu einem bestimmten Zeitpunkt und/oder Änderung weiterer Merkmale der Ausgestaltung der Ausschreibung (z. B. Teilnahme Kriterien)“* (Rn. 103, Fußnote 66). Dies soll gewährleisten, dass die Ziele der Beihilfe (z. B. Dekarbonisierungsziele) in angemessener Weise bei gleichzeitiger Minimierung der Verzerrungen von Wettbewerb und Handel erreicht werden. Schließlich weist die Kommission in der betreffenden Fußnote noch darauf hin, dass *„bei Wahrung der Angemessenheit und des wettbewerblichen Charakters auch berechnete Erwartungen von Investoren“* berücksichtigt werden können.

Ausgehend hiervon spricht für die beihilferechtliche Zulässigkeit einer Regelung zur Gebotskostenerstattung vor allem, dass diese gerade darauf abzielt, den Wettbewerb bei den Ausschreibungen zu verstärken. Zwar würden sich durch eine solche Maßnahme die Kosten des Fördersystems insgesamt erhöhen. Andererseits könnten durch mehr Teilnehmer an den Ausschreibungsverfahren mehr Wettbewerb und damit ggf. ein niedrigeres Förderniveau erreicht werden. Zudem kann die Maßnahmen dazu beitragen, die ambitionierten verschärften Klima- und damit Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen.

Ein weiteres Argument für die Beihilfefähigkeit der Gebotskostenerstattung ist, dass sie genau das Problem bzw. die Art von Marktversagen adressiert, die die Kommission im Zusammenhang mit zu wenigen Bietern grundsätzlich erkannt hat. Eine Erstattungsregelung ist lediglich (noch) nicht in den von der Kommission beispielhaft aufgezählten Gestaltungsoptionen enthalten, um dem zu begegnen. Jedenfalls sind ausdrücklich Maßnahmen genannt, die „Beschränkungen“ – also Hürden – auf der Angebotsseite abschwächen sollen, worunter man auch zu hohe Gebotskosten verstehen könnte. Insoweit müsste im Rahmen der Notifizierung bzw. Prüfverfahrens zur Kostenerstattung deutlich gemacht werden, dass sie besser geeignet ist, um der Unterzeichnung entgegenzutreten, als die von der Kommission anscheinend bevorzugte Maßnahme einer Anpassung, d. h. de facto Absenkung der Ausschreibungsvolumina, durch die Dekarbonisierungsziele gefährdet werden.

Auch die geringere Geeignetheit anderer, evtl. günstigerer Maßnahmen Kosten müsste hinreichend dargelegt werden. Dies betrifft vor allem andere Wege, die Hürden für eine Teilnahme an

den Ausschreibungsverfahren zu senken. Insoweit käme etwa die Reduzierung der bauplanungsrechtlichen Hürden, die die Planungsträger vor erhebliche Herausforderungen stellen,⁹⁹ in Betracht oder die Vereinfachung und Entbürokratisierung der entsprechenden planungsrechtlichen Genehmigungsverfahren. Die soeben beschriebenen Optionen könnten ebenfalls den Planungsaufwand und damit dessen Kosten (und somit die Vorentwicklungskosten insgesamt) senken und hätten aller Voraussicht nach den Vorteil gegenüber einer Gebotskostenerstattung, dass sie zu keiner bzw. einer geringeren zusätzlichen Belastung des Staatshaushaltes führen würden. Allerdings ist in Bezug solcher Alternativen zweifelhaft, ob sie zu einer vergleichbaren Kostensenkung für potenzielle Bieter führen könnten, wie eine Erstattung. Das Einsparungspotenzial solcher Maßnahmen dürfte dabei nur schwer konkret bestimmbar sein.

Ob auch die Lockerung der bestehenden baurechtlichen Abstandsregelungen in Bezug auf den Neubau von Windenergieanlagen¹⁰⁰ eine geeignete Alternative wäre, ist bereits von vorneherein fraglich. Beispielsweise wird die als besonders streng angesehene¹⁰¹ anlagenhöhenbezogene Abstandsregelung in Bayern („10H-Regel“) schon lange kritisiert und in der juristischen Literatur sogar teils für verfassungswidrig gehalten.¹⁰² Doch auch wenn über gelockerte Abstandsregelungen die Flächenverfügbarkeit für Windenergieanlagen erhöht würde, würde das Grundproblem nicht refinanzierbarer versunkener Vorentwicklungskosten hierdurch nicht systematisch gelöst, sodass keine vergleichbare Geeignetheit bestehen dürfte.

Weiteres Argumentationspotenzial

Für eine Rechtfertigung der Gebotskostenerstattung ließe sich zudem argumentieren, dass die Kommission das Problem einer zu geringen potenziellen Bieterzahl schon an anderer Stelle erkannt und adressiert hat. So kann von der grundsätzlichen Pflicht, ein Ausschreibungsverfahren durchzuführen, insgesamt abgewichen werden, wenn nachgewiesen werden kann, dass die Zahl potenzieller Bieter nicht ausreicht, um Wettbewerb zu gewährleisten. In diesem Fall muss der Mitgliedstaat nachweisen, dass es nicht möglich ist, den Wettbewerb durch Verringerung der Mittelausstattung bzw. durch Erleichterung der Teilnahme (z. B. durch Ermittlung zusätzlicher Flächen für die Erschließung oder durch Anpassung der Vorauswahlanforderungen) zu stärken (Rn. 107 lit. a).

Daran anknüpfend könnte man in einem Erst-Recht-Schluss argumentieren, dass dann erst recht – um eine vollständige Abschaffung eines Ausschreibungsverfahrens zu vermeiden – eine Gebotskostenerstattung möglich sein sollte.

Die EU-Kommission sieht auch nach den KUEBLL Ausschreibungen als Standardmechanismus für die Gewährung von Beihilfen und die Festsetzung ihrer Höhe vor, mit dem Ziel, Überkompensation und Marktverzerrungen zu verringern. Die Ausschreibungen sollten so weit wie möglich für alle in dem jeweiligen Mitgliedstaat zueinander im Wettbewerb stehenden Technologien, mit denen das angestrebte Ziel der Verringerung von Treibhausgasemissionen erreicht werden

⁹⁹ Vgl. mit Fokus auf die von der Rechtsprechung gestellten Anforderungen an den Bau von Windkraftanlagen: Marquard, Windenergieplanung ins Ungewisse: § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB als Auslaufmodell?, ZUR 2020, 598.

¹⁰⁰ siehe die Ermächtigungsgrundlage für landesgesetzliche Regelungen in § 249 Abs. 3 BauGB sowie die ebenfalls dort enthaltene Abstandsregelung von 1000m.

¹⁰¹ Vgl. mit der Bezeichnung als „Verhinderungsinstrument“: Decker, Vorgaben der Länderöffnungsklausel nach § 249 Abs. 3 BauGB für Windenergieanlagen und deren Planung, ZfBR 2015, 322

¹⁰² Vgl. Albrecht/Zschiegner: Landesgesetzliche Abstandsregelungen für Windkraftanlagen nach § 249 III BauGB auf dem rechtlichen Prüfstand, NVwZ 2015, 1093.

kann, offen sein. Von dieser Regel soll nach Bewertung der Kommission nur abgewichen werden können, wenn „gute Gründe“ entgegenstehen.¹⁰³

Zwischenergebnis

Ausgehend von den dargelegten Kriterien spricht vieles dafür, dass eine Regelung zur Erstattung der Gebotskosten im Rahmen von Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV gerechtfertigt werden kann. Allerdings müsste ausreichend dargelegt werden, dass ohne Erstattung der Gebotskosten ein Marktversagen eintreten würde und dass keine alternativen, weniger eingreifenden bzw. den Staatshaushalt weniger belastenden Maßnahmen zur Verfügung stehen. Dies dürfte mit Blick auf Optionen wie Reduzierung planungsrechtlicher und bürokratischer Hürden zwar einigen Begründungsaufwand erfordern, scheint aber insbesondere angesichts des dringenden Bedarfs wirksam werdender Maßnahmen durchaus realisierbar sein.

4.3.4.3 Ex-Post Evaluierung

Neben der Frage, ob eine Gebotserstattung nach dem EU-Beihilferecht überhaupt zulässig sein könnte, ist auch zu berücksichtigen, dass die Kommission verlangen kann, dass anmeldepflichtige Beihilferegelungen einer Ex-post-Evaluierung unterzogen werden, um die Verzerrungen von Wettbewerb und Handel zu begrenzen. Evaluiert werden sollten nach Auffassung der Kommission Beihilferegelungen, die besonders starke Verzerrungen von Wettbewerb und Handel hervorrufen könnten, d. h. Regelungen, bei denen erhebliche Beschränkungen oder Verzerrungen des Wettbewerbs zu befürchten sind, wenn ihre Durchführung nicht zu gegebener Zeit überprüft wird (Rn. 455).

Auch bei Beihilferegelungen mit hoher Mittelausstattung oder neuartigen Merkmalen oder wenn wesentliche marktbezogene, technische oder rechtliche Veränderungen vorgesehen sind, kann eine Ex-post-Evaluierung notwendig sein. Übersteigen Mittelausstattung oder verbuchte Ausgaben 150 Mio. EUR in einem Jahr oder 750 Mio. EUR während der Gesamtlaufzeit der Regelung, muss in jedem Fall eine Ex-post-Evaluierung vorgenommen werden (Rn. 456).

4.3.4.4 Gebotserstattung im Rahmen eines beihilfefreien EEG

Legt man eine Neufassung des EEG entsprechend den oben bereits erwähnten Reformvorschläge zugrunde, die dazu führt, dass das Fördersystem zumindest in Teilen nicht mehr dem EU-Beihilferecht unterfällt, stellt sich die Frage, wie in diesem Szenario die zusätzliche Regelung einer Gebotserstattung bei Ausschreibungen für Projekte von Windenergie an Land beihilferechtlich zu bewerten wäre. Dabei ist vorrangig zu klären, ob die Gebotserstattung per se eine Beihilfe i.S.v. Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen könnte. Nimmt man dies an, sollte eine weitere Prüfung und Bewertung anhand der neuen Beihilfeleitlinien erfolgen, wie sie bereits oben unter 4.3.4.2 dargestellt wurde.

Gemessen an der einschlägigen Rechtsprechung des EuGH zum Begriff der Beihilfe¹⁰⁴ hängt die konkrete beihilferechtliche Einordnung der Gebotskostenerstattung primär davon ab, wie sie finanziert wird. Wenn sie komplett aus im Rahmen des „beihilfefreien EEG“ finanziert wird, dürfte die Einführung einer solchen Regelung nicht zur (erneuten) Anwendbarkeit des EU-Bei-

¹⁰³ Vgl. Erläuterungen der EU-Kommission zum Vorschlag für die Überarbeitung der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (Background note), S. 4, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/competition-policy/public-consultations/2021-eeag_de

¹⁰⁴ Vgl. insbesondere EuGH, C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268 – Deutschland/Kommission; siehe zu diesem Thema auch unser Memo bzgl. der beihilferechtlichen Bewertung der Reformvorschläge zur regionalen Steuerung.

hilferechts i.S.d. Art. 107 ff. AEUV führen. Denn eine solche Regelung ändert nichts am Finanzierungsmechanismus. Die EEG-Umlage befindet sich weiterhin nicht unter staatlicher Kontrolle im Sinne der EuGH-Rechtsprechung, sodass auch kein ausreichender Zusammenhang zwischen dem gewährten Vorteil und einer – zumindest potenziellen – Verringerung eines Postens des Staatshaushalts bestünde.

Es spricht also überwiegendes dafür, dass das unionsrechtliche Beihilferecht auch dann nicht einschlägig ist, wenn im Rahmen eines beihilfefreien EEG zusätzlich eine Gebotskostenerstattung eingeführt würde, sofern diese allein durch die EEG-Umlage finanziert würde.

4.3.4.5 Politische Umsetzbarkeit

Mit Blick auf die Umsetzbarkeit einer Gebotskostenerstattung bietet sich ein Vergleich mit der Regelung zur Südquote an. Die Erfahrung mit der (versuchten) Einführung der Regelung „Südquote“ hat zumindest gezeigt, dass sich die Kommission nicht großzügig mit Gestaltungsoptionen zeigt, die den grundsätzlichen Mechanismus des Ausschreibungsverfahrens verändern. Es dürfte daher jedenfalls zu erwarten sein, dass die Kommission ein Prüfverfahren einleitet, wenn eine Regelung zur Gebotskostenerstattung in das EEG integriert werden soll, zumal sie aller Voraussicht nach auch eine neue Prüfpraxis anhand der Beihilfeleitlinien 2022 etablieren wollen wird.

Diese Hürde dürfte allerdings deutlich niedriger liegen. Denn die Südquote im Sinne einer Bevorzugung bestimmter Projekte im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens dürfte mit einem deutlich stärkeren Eingriff in den Wettbewerb verbunden sein, als die (unterschiedslos gewährte) Erstattung von Gebotskosten.

Auch ließe sich im Verfahren gegenüber der Kommission ggf. das Argument bringen, dass die Kommission selbst mit ihrem 'Fit-for-55'-Paket¹⁰⁵ weitere erhebliche Verschärfungen der Klimaschutzziele und -maßnahmen beabsichtigt, die auch auf Ebene der Mitgliedstaaten effektives Handeln notwendig machen.

4.3.4.6 Fazit zur beihilferechtlichen Bewertung der Erstattung von Gebotskosten

Nach erster Bewertung spricht vieles dafür, dass die Einführung einer Regelung zur Erstattung von Gebotskosten für Windenergie an Land grundsätzlich beihilfefähig sein kann.

Im Prüfungsverfahren müsste jedoch insbesondere der Vorteil einer solchen Regelung im Verhältnis zu alternativ in Betracht kommenden, weniger kostspieliger Maßnahmen vertieft dargelegt und begründet werden. Nach erster Einschätzung sind die naheliegenden, heute bereits diskutierten Maßnahmen, die ebenfalls auf Senkung der Gebotskosten hinwirken könnten, allerdings nicht ausreichend, um Gebotskosten wirksam und so signifikant zu senken, dass deren Abschreckungswirkung in Bezug auf die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren für Windenergie an Land genügend reduziert und Teilnahmeanreize entsprechend erhöht würden. Damit scheint insbesondere der Nachweis der Angemessenheit möglich und die Hürden für die beihilferechtliche Rechtfertigung einer Gebotskostenerstattung insgesamt überwindbar.

Im Falle einer Entscheidung für die Einführung einer solchen Regelung sollte zur Gewährleistung der Angemessenheit ihre konkrete Ausgestaltung weiter vertieft untersucht werden.

¹⁰⁵ siehe etwa die Pressemitteilung der Kommission: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_3541

5 Ausbau- und Förderstrategie von Photovoltaikanlagen (Arbeitspaket 4)

5.1 Zusammenfassung der Ergebnisse aus Arbeitspaket 4

Die amtierende Bundesregierung plant, die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2030 auf 200 GW zu steigern. Dies entspricht einer Verdoppelung gegenüber dem aktuell im EEG 2021 verankerten Ausbaupfad und setzt Zubauraten in der Größenordnung von 20 GW pro Jahr voraus. Vor diesem Hintergrund wurden in Arbeitspaket 4 verschiedene Ansätze zur Weiterentwicklung des gegenwärtigen Fördersystems für Photovoltaikanlagen erörtert.

Ein Schwerpunkt war dabei die Rolle von Eigenversorgungskonzepten. Diesbezüglich kommen die Autoren zu dem Schluss, dass Eigenversorgungskonzepte aufgrund ihrer nicht eindeutig positiven (und in Teilen negativen) Effekte auf die Investitionsentscheidung, den Dispatch und die Stromnetze nicht explizit bzw. stärker als bisher angereizt werden sollten. Ein vollständiger Ausschluss ist dagegen ebenso wenig ratsam, da die Eigenversorgung den PV-Ausbau insbesondere bei Privathaushalten motiviert und sich positiv auf die Akzeptanz auswirkt.

Mit Blick auf das Ausschreibungssystem und die zukünftig erheblich höheren Ausschreibungsvolumina für PV-Freiflächenanlagen sprechen sich die Autoren für eine Ausweitung der Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen sowie für eine Anhebung des Höchstwertes aus. Beide Maßnahmen zielen darauf ab, hinreichendes Angebot und damit Wettbewerb zu erhalten.

Im Segment der administrativ festgelegten Förderung unterstützen die Autoren die von der Bundesregierung geplante Einführung von Volleinspeisetarifen. Diese reduzieren unter anderem das finanzielle Risiko von Investoren und reizen eine vollständige Ausnutzung bestehender Dachflächenpotenziale an. Zudem sprechen sich die Autoren für eine Beibehaltung und Neujustierung des atmenden Deckels aus. Dieser ist an das neue Ambitionsniveau anzupassen und sollte insgesamt breiter gefasst werden. Die Degressionssätze – einschließlich der Basisvergütung – sollten entschärft und die Progressionssätze gestärkt werden.

5.2 Ausgangslage Förderung Photovoltaik

Bislang sieht das EEG 2021 vor, dass bis zum Jahr 2030 insgesamt 100 GW Photovoltaikanlagen installiert sein sollen. Im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien des Bundes wurde eine Verdopplung des Zielwerts festgehalten, womit in der Folge auch die Zielsetzung im derzeit in der Novellierung befindlichen EEG überarbeitet werden wird. Daneben ist im Koalitionsvertrag festgehalten, dass die Vergütungssätze angepasst und die Ausschreibungspflicht für große Dachanlagen sowie „die Deckel“ geprüft werden sollen. Darüber hinaus soll für gewerbliche Neubauten eine Photovoltaikpflicht eingeführt werden.

Nachfolgend werden ausgewählte zentrale Aspekte der Förderung von PV-Anlagen beleuchtet. Zunächst werden die neuen Zielsetzungen analysiert und eingeordnet. Anschließend wird die indirekte Förderung im Rahmen der Eigenversorgung aus systemischem Blickwinkel sowie bezüglich der administrativ bestimmten EEG-Förderung und im Ausschreibungssystem diskutiert. Im Hinblick auf die administrativ bestimmte Förderung wird daraufhin der Bedarf für eine gezielte Förderung von Volleinspeiseanlagen diskutiert sowie der atmende Deckel diskutiert. Zunehmend an Bedeutung gewinnen Solaranlagen, die mittels Power-Purchase-Agreement (PPA) finanziert und errichtet werden. Diese Thematik wurde in Kapitel 2 adressiert und ist deshalb nicht Bestandteil der nachfolgenden Betrachtungen.

5.3 Zielsetzungen für den Ausbau der Photovoltaik

Im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien ist festgehalten, dass die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2030 auf 200 GW gesteigert wird. Dies erfordert kurzfristig einen steilen Hochlauf der Neuinstallationen. Bis Mitte der Dekade soll der Zubau auf 16 GW steigen und ab 2028 ein jährliches Niveau von 20 GW betragen (Bild 5.1). Bis zur Mitte der Dekade entspricht dies einer Verdreifachung des Zubauniveaus der Jahre 2020/2021 und gegen Ende der Dekade einer Vervierfachung.

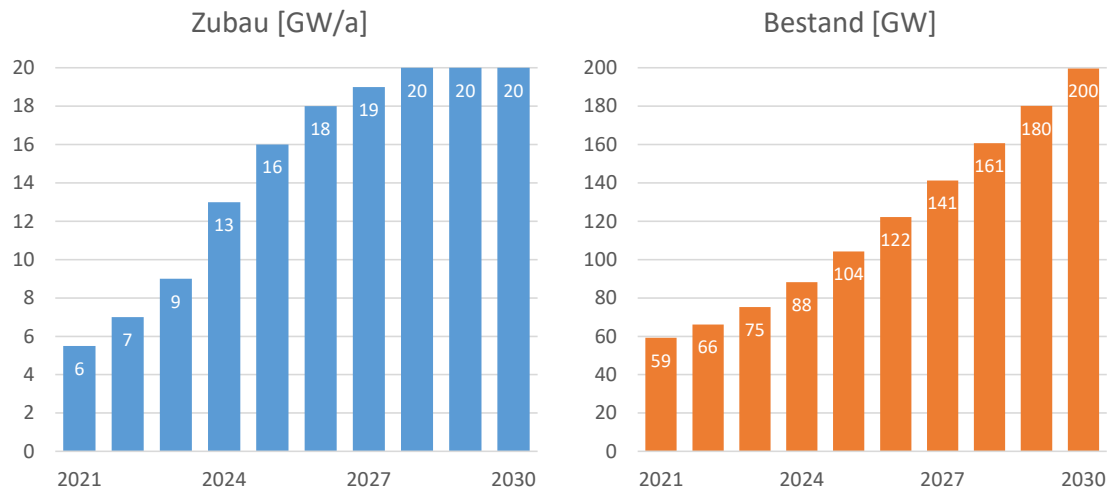


Bild 5.1 *Möglicher Zubaupfad hin zu einem PV-Bestand von 200 GW bis 2030. Zubaupfad entspricht den Setzungen in der „Eröffnungsbilanz Klimaschutz“ des BMWK, Bestand eigene Berechnungen*

Das Ambitionsniveau wird auch im Abgleich mit aktuellen Szenarien, Studien und Positionspapieren deutlich (Tabelle 10). Ein größerer Teil der Studien, die bereits das Bundesziel der Klimaneutralität 2045 berücksichtigen, bewegt sich in der Größenordnung von 150 GW. Höhere Werte sind lediglich in der Ariadne-Studie (185 GW) bzw. in Positionspapieren der Branche (rd. 200 GW) zu finden.

Tabelle 10: Bestand an Photovoltaikanlagen im Jahr 2030 (Jahresende) in Deutschland in verschiedenen aktuellen Szenarien und Positionspapieren

Studie	PV-Bestand 2030 [GW]
ISI et al (2021) ¹	102 - 106
Dena (2021)	131
BDI (2021)	140
Prognos et al. (2021)	150
BDEW (2021)	150
UBA (2021b)	150
Ariadne (2021) ²	185
BSW (2021)	200
BEE (2021)	205
¹ Szenarien vor Anpassung der Klimaziele	
² Szenarien „Fokus PV“ und „Kombination“	

Die Studienlage auf der Ebene Baden-Württembergs ist deutlich eingeschränkter. Das Zielszenario der Studie „Energie- und Klimaschutzziele 2030“ aus 2017 (UM BW 2017), das das Ziel einer Treibhausgasreduktion um 90 % bis 2050 gegenüber 1990 als Grundlage hat, ist aus heutiger Sicht angesichts der neuen übergeordneten Zielsetzungen auf Bundes- und Landesebene nicht mehr aktuell. Andere Studien mit bundesländerspezifischen Daten¹⁰⁶ weisen keine Angaben für 2030 aus. Die derzeit einzige aktuelle Studie, die auch Angaben zu 2030 macht, ist Plattform Erneuerbare Energien (2021). Dort wird für 2030 eine PV-Leistung von 24,2 GW ausgewiesen. Der dafür erforderliche Bruttozubaup steigt bis zum Ende der Dekade auf gut 2,1 GW pro Jahr. Angesichts der Zielsetzungen auf Bundesebene (200 GW im Jahr 2030, Steigerung des Bruttozubaues auf 20 GW p.a. bis zum Ende der Dekade) erscheint dies als plausible Größenordnung. Der PV-Zubau in Baden-Württemberg lag im Jahr 2020 bei knapp 620 MW und im Jahr 2021 nach ersten Auswertungen bei rund 600 MW. Gemessen an diesem Zubauniveau müssten die Neuinstallationen bis zum Ende der Dekade um den Faktor 3,5 steigen. Das Ambitionsniveau ist damit dem auf Bundesebene sehr ähnlich.

Eine zentrale Voraussetzung für einen derartigen PV-Ausbau auf Landesebene ist die Schaffung zielkompatibler Rahmenbedingungen auf Bundesebene, die die Umsetzung des 200 GW-Ziels bis 2030 gewährleisten. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass in Baden-Württemberg bisher und aktuell sowohl im Hinblick auf den Anlagenbestand, als auch auf den Zubau deutlich weniger Freiflächenanlagen als auf Bundesebene installiert wurden.

¹⁰⁶ DIW Wochenbericht 29/30 / 2021: 100 Prozent erneuerbare Energien für Deutschland: Koordinierte Ausbauplanung notwendig; TransnetBW: Stromnetz 2050.

5.4 Fördersystem für Photovoltaikanlagen: Instrumente zur Erreichung der Ausbauziele 2030

5.4.1 Umgang mit Eigenversorgung

Systemische Wirkung von Eigenversorgung

Die Eigenversorgung hat heute auf die Wirtschaftlichkeit und die Investitionsentscheidung bei kleinen Dachanlagen von privaten Akteuren aber auch bei bestimmten Gewerbeimmobilien einen erheblichen Einfluss. Grund sind insbesondere die – zumindest unter den heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen – bei der Eigenversorgung gegenüber dem Strombezug aus dem Netz erzielten Einsparungen bei den zu zahlenden Steuern, Entgelten, Abgaben und Umlagen (vgl. dazu auch die Ausführungen unten unter „Administrativ bestimmte Förderung“). Die Bedeutung von Eigenversorgung könnte in der Zukunft durch die Zunahme von Sektorkopplungs- und Speichertechnologien (z. B. Elektromobilität und Wärmepumpen) weiter steigen. Da die Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung stark von den Einsparungen bei Steuern, Entgelten, Abgaben und Umlagen abhängt, könnte sich der Einfluss der Eigenversorgung auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen verändern, wenn es zu Reformen der entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen kommt, was regelmäßig und auch aktuell diskutiert bzw. umgesetzt (z. B. Bundeszuschuss zur EEG-Umlage) wird. Den auf der Eigenversorgung basierenden Geschäftsmodellen wird zuweilen ihre fehlende Systemdienlichkeit vorgehalten. Damit ist gemeint, dass die durch Eigenversorgungsprivilegien (gemeint sind damit die o. g. Einsparungen bei Entgelten, Abgaben, etc.) ausgelösten Anreize zur einzelwirtschaftlichen Optimierung zu Investitions- und Einsatzentscheidungen führen, die aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive suboptimal sind. Dabei sind auch die Wirkungen der Dispatch- und Investitionsentscheidungen auf die Stromnetze zu berücksichtigen. In Bezug auf die Stromnetze, wird bei Eigenversorgungskonzepten jedoch von einigen Diskutanten auch eine positive Wirkung vermutet. So würden durch die geringere Netznutzung auch Netzkosten eingespart.

Bei der Wirkung von PV-Eigenversorgungsanlagen auf den *Dispatch* (also bei getroffener Investitionsentscheidung) ist zu bedenken, dass bei diesen Anlagen keine kurzfristigen variablen Erzeugungskosten vorliegen. Liegen die Erzeugungskosten der Eigenerzeugungsanlagen unter dem Marktpreis bzw. den Strombezugskosten, entstehen im Hinblick auf die Einsatzkosten und Dispatch-Entscheidungen der Anlagen selbst keine Ineffizienzen, da die Eigenerzeugungsanlage auch ohne die Eigenerzeugungsprivilegien zum Einsatz gekommen wäre. In diesem Fall entstehen durch die Eigenversorgung jedoch aus systemischer Sicht auch keine Kosteneinsparungen bzw. Effizienzvorteile. Lediglich bei deutlich negativen Preisen beeinflussen die Eigenversorgungsprivilegien den Anlageneinsatz. Wird die Anlage in Verbindung mit einem Speicher betrieben, wird der Speichereinsatz am Eigenversorgungsbedarf ausgerichtet, d. h. es besteht kein Anreiz für einen marktorientierten Einsatz. Aus systemischer Sicht ist ein marktorientierter Einsatz wünschenswert, da im Markt ein effizienter Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch stattfindet. Gleiches gilt für Eigenversorgungskonzepte im Zusammenhang mit flexiblen Verbrauchern, insb. neuen Sektorkopplungsanwendungen (Wärmepumpen, Elektromobilität). Hier entsteht durch die Eigenversorgungsprivilegien ein Anreiz, die Lastflexibilität auf das Einspeiseprofil der Eigenerzeugungsanlage hin zu optimieren. Aus gesamtsystemischer Sicht könnte jedoch ein anderer Flexibilitätseinsatz effizienter sein, beispielsweise wenn das Laden eines Elektrofahrzeugs an der Erzeugung der eigenen PV-Anlage ausgerichtet wird, obwohl gesamtsystemisch das Laden nachts während einer Starkwindphase einen höheren Wert hätte. Vor dem Hintergrund des Ziels von 200 GW Photovoltaik könnte die Korrelation zwischen Einspeiseüber-

schüssen (und somit Flexibilitätsbedarf) im System und lokaler PV-Erzeugung zukünftig zunehmen. Der eigenversorgungsoptimierte Flexibilitätseinsatz orientiert sich jedoch auch dann nicht am Maximum des lokalen PV-Profiles, sondern allein aus Risikoerwägungen würde der selbst erzeugte Strom genutzt, sobald er durch die eigene Anlage produziert wird.

Im Hinblick auf die Investitionskosten sind durch die Eigenversorgungsprivilegien von PV-Anlagen vor allem Ineffizienzen bei der Anlagenauslegung zu befürchten. Wenn Eigenversorgungsmodelle auf einen hohen Eigenversorgungsanteil hin ausgerichtet werden, führt dies bei einem gegebenen Strombedarf des Anlagenbetreibers möglicherweise zu einer Anlagengröße, welche die vorhandene Dachfläche nicht optimal ausnutzt (vgl. dazu auch unter „Anreize zur Ausnutzung der Dachflächen“ in Kapitel 5.4.3.1). Die Dimensionierung eines zusätzlichen Speichers wird ebenfalls entsprechend der Eigenversorgungsoptimierung erfolgen und nicht anhand des Speicherbedarfs des Gesamtsystems. Sektorkopplungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektromobilität wirken einigen dieser Effekte entgegen. Wenn durch die Nutzung einer Sektorkopplungsanwendung der Strombedarf eines Akteurs steigt, können durch den entstehenden Anreiz eine größere Anlage zu errichten, Ineffizienzen bei der Anlagenauslegung in Bezug auf die Flächennutzung verringert werden. Darüber hinaus können Sektorkopplungsanwendungen als Stromspeicher dienen und den Anreiz für die Investition in reine Stromspeicher senken, deren Einsatz auf die Eigenversorgungsoptimierung ausgelegt ist. Eigenversorgungsprivilegien können Verzerrungen zu Ungunsten strombasierter Sektorkopplungsoptionen gegenüber anderen Endenergieträgern in Wärme und Verkehr entgegenwirken und damit Hemmnisse für die Sektorkopplung reduzieren. Allerdings sind die Eigenversorgungsprivilegien nicht explizit auf diese Wirkung ausgerichtet.

Zu den systemischen Wirkungen gehört außerdem die Betrachtung der Eigenversorgung auf die Netze, insbesondere den Netzausbaubedarf und Netznutzung. Auf das Netz entstehen unterschiedliche Wirkungen abhängig davon, ob eine Erzeugungsanlage an einem Standort als reine Erzeugungsanlage oder mit Eigenversorgungsmodell eingesetzt wird. Die Netzbelastung variiert dabei durch die Unterschiede bei der Betriebsweise der Erzeugungsanlage, steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und ggf. vorhandener Stromspeicher.

Der Einfluss der Eigenversorgung auf den Netzausbaubedarf hängt vor allem davon ab, ob die maximale Fremdbezugsleistung und/oder die maximale Einspeiseleistung im Netz sinken. Da bei PV-Anlagen nicht sichergestellt ist, dass die Erzeugungsleistung zu Zeiten hohen Verbrauchs verfügbar ist, dürfte der Eigenverbrauch von Einzelfällen abgesehen nicht zu einer Reduktion der Fremdbezugsleistung führen. Ein Stromspeicher kann die Fremdbezugsleistung theoretisch senken, wenn der Speicher zu diesem Ziel eingesetzt würde. In der Praxis steht dem entgegen, dass eine entsprechende Kapazität heute üblicher Batteriespeicher in Kombination mit PV-Anlagen nicht ausreicht, um die Fremdbezugsleistung tatsächlich sicher zu verringern, insbesondere da die Eigenversorgungsoptimierung in Hinblick auf die Energiemenge und nicht auf die Leistung erfolgt. Nicht-leistungsgemessene Kunden (z. B. Haushalte oder Kleingewerbe) haben darüber hinaus keinen Anreiz durch eine solche Einsatzstrategie von Speichern bzw. Sektorkopplungsanwendungen ihre Fremdbezugsleistung zu Lasten ihrer Eigenversorgungsoptimierung zu optimieren.

Die Einspeiseleistung kann durch Eigenverbrauch sinken, wenn ein Teil des Stromverbrauchs in Zeiten hoher Erzeugungsleistung verlagert werden kann, so dass der Erzeugungsüberschuss und damit die Einspeiseleistung in das Netz für die allgemeine Versorgung verringert werden. Bei Haushalten und Gewerbe entsteht der Verbrauch jedoch nicht hinreichend hoch und lange si-

cher zu Zeiten hoher Erzeugungsleistung, sodass das Potenzial zur Verringerung der Netzdimensionierung gering ausfällt, die bei einer energiebezogenen Eigenversorgungsoptimierung ohnehin nicht im Vordergrund steht. Der Einsatz von Stromspeichern kann zur Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung eingesetzt werden, insbesondere bei PV-Anlagen, bei denen hohe Erzeugungsleistungen nur für kurze Zeiträume auftreten. Anreize zur Reduktion der Einspeiseleistung werden vor allem durch Förderprogramme von Batteriespeichern gesetzt, welche eine Begrenzung der Einspeiseleistung voraussetzen. In Verbindung mit Sektorkopplungstechnologien ist eine Reduktion der auslegungsrelevanten Netzbelastung am ehesten bei Power-to-Heat-Anwendungen zur Warmwasserbereitstellung denkbar, wenn es einen Zwischenspeicher gibt und die Warmwasserbereitung auf die Reduktion des Jahreshöchstwerts der Einspeiseleistung ausgelegt wird, wobei keineswegs gesichert ist, dass eine Reduktion der individuellen Bezugs- und Einspeisespitze auch tatsächlich einen gesamtsystemischen oder auch nur netztechnischen Nutzen bringt. Ein Anreiz dazu besteht zugleich bei nicht-leistungsgemessenen Kunden bspw. in den Netzentgelten ohnehin nicht.

Eine Steuerung des Einsatzes von Verbrauchseinrichtungen, Erzeugungsanlagen und Speichern kann theoretisch auf das Ziel einer Verringerung der maximalen Netzbelastung ausgelegt werden. Eine solche Steuerung könnte vor allem zur Reduktion der Einspeiseleistung genutzt werden und nutzte dem Netz vor allem dann, wenn die Einspeiseleistung verlässlich reduziert wird. Eine solche netzorientierte Einsatzsteuerung steht jedoch immer in Konflikt mit der Maximierung des Selbstverbrauchs, da sie tendenziell zu einer Verringerung des Selbstverbrauchs führt.

Bei den systemischen Wirkungen von PV-Anlagen mit Eigenverbrauchsmodellen auf Dispatch- und Investitionsentscheidungen sowie auf die Stromnetze lässt sich kein eindeutig positiver Effekt feststellen; teilweise sind die Anreize sogar als eher negativ einzustufen. Daneben sind jedoch auch die potenziell positiven Wirkungen auf die Akzeptanz der Energiewende insbesondere bei Privathaushalten zu beachten. Daher erscheint eine sehr starke Einschränkung der Eigenversorgungsprivilegien oder ein Ausschluss von Eigenversorungskonzepten von der Förderung im Wohngebäude- und GHD-Bereich nicht zwangsläufig zielführend. Daher könnte das Fördersystem für PV-Anlagen in diesen Segmenten dahingehend ausgestaltet werden, Eigenversorgung jedenfalls nicht explizit zu beanreizen. Die mit der Eigenversorgung einhergehenden nicht-systemdienlichen Effekte sollten vielmehr begrenzt werden. Lösungsansätze wären insbesondere in einer auch im Hinblick auf andere Aspekte ohnehin empfehlenswerten Reform im Bereich der staatlich induzierten Preisbestandteile, insbesondere den Netzentgelten, zu suchen. Diese setzten heute die wesentlichen impliziten Anreize zur Eigenversorgung. Die Einführung eines zusätzlichen, expliziten Fördersegments für Volleinspeiseanlagen könnte im Hinblick auf eine möglichst gute Ausnutzung von Dachflächen ggf. auch im Hinblick auf die Mieterstromthematik ebenfalls weiter geprüft werden.

Administrativ bestimmte Förderung

Im Rahmen der administrativ gesetzten Förderung für PV-Anlagen, d. h. gemäß EEG 2021 für Anlagen bis 750 kW unter der Ausschreibungsgrenze, ist Eigenversorgung zulässig, wobei auf selbst verbrauchten Strom keine finanzielle Förderung gezahlt wird.

Einen Sonderfall bezüglich der Förderung von Anlagen, die auch zur Eigenversorgung genutzt werden, stellen Anlagen über 300 bis 750 kW dar. Für PV-Neuanlagen in dieser Leistungsklasse gilt seit April 2021, dass maximal 50 % der Jahresstrommenge finanziell gefördert wird, d. h. dass mindestens 50 % des PV-Stroms selbst verbraucht oder anderweitig vermarktet werden müssen. Optional besteht die Möglichkeit, an den Ausschreibungen für Dachanlagen teilzunehmen, wobei in diesem Fall keine Eigenversorgung möglich ist (siehe unten).

PV-Eigenversorgungsanlagen kommen in allen technisch denkbaren Leistungen und Anwendungsbereichen zur Anwendung. Zum einen im Kleinanlagenbereich, oft in Verbindung mit einem Batteriespeicher, zum anderen aber auch im Großanlagenbereich in den Sektoren GHD und Industrie. Da kleine Anlagen i. d. R. im Haushaltsbereich (Ein-/Zweifamilienhäuser) eingesetzt werden und große Anlagen im Industriebereich, sind die Anlagenpreise und damit die Stromgestehungskosten höher (Haushalte) bzw. niedriger (Industrie). Ein ähnlicher Zusammenhang besteht bei den Kosten des Strombezugs, die aus Sicht des Anlagenbetreibers durch PV-Eigenversorgungsanlagen vermieden werden. Hohe Stromtarife bestehen jedoch nicht nur im Haushaltssektor, auch im Bereich kleinerer Gewerbebetriebe sind teilweise hohe Strompreise vorzufinden. Im GHD- und Industriesektor ist die Bandbreite der Strompreise jedoch sehr ausgeprägt, weil die Bezugsmengen stark unterschiedlich sind und im Industriebereich in diesem Zusammenhang im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung auch sehr niedrige Strombezugspreise möglich sind. Während Batteriespeicher im Haushaltsbereich mittlerweile sehr verbreitet sind¹⁰⁷, werden diese im GHD- und Industriebereich deutlich seltener installiert. Die erzielbaren Selbstverbrauchsanteile (Anteil des PV-Stroms, der nicht eingespeist, sondern selbst verbraucht wird) weisen insgesamt betrachtet in allen Leistungsklassen eine sehr große Spannweite auf¹⁰⁸; näherungsweise den betrachteten Einsatzbereichen zugeordnet zeigen sich insgesamt im Dachanlagenbereich niedrige (ohne Speicher) bzw. mittlere Selbstverbrauchsanteile (mit Speicher), im GHD-Bereich niedrige bis mittlere und im Industriebereich aufgrund der Anlagengrößen überwiegend niedrige Selbstverbrauchsanteile. Insgesamt zeigt sich damit eine hohe Heterogenität der Randbedingungen (Tabelle 11) und damit auch der Wirtschaftlichkeit im Einzelnen.

Tabelle 11 Qualitative Veranschaulichung der Heterogenität bei PV-Eigenversorgungsanlagen

	Anlagenpreise	Strombezugspreise	Einsatz Batteriespeicher	Selbstverbrauchsanteile
Haushalte	hoch	hoch	häufig	niedrig/mittel
GHD	mittel	mittel bis hoch	teilweise	niedrig bis mittel
Industrie	niedrig	sehr niedrig bis mittel	seltener	niedrig

Die geschilderte Heterogenität zeigt, dass eine treffsichere (im Sinne von: ohne Unter-/Überförderung) Parametrierung der Förderung von PV-Eigenversorgungsanlagen sehr schwierig ist. Im bestehenden System wird implizit eine Überförderung dadurch akzeptiert, dass bei Anlagen mit hohen Selbstverbrauchsanteilen und/oder hohen vermiedenen Strompreisen keine EEG-Förderung des eingespeisten Stroms erforderlich wäre. Im umgekehrten Fall bei niedrigen vermiedenen Strompreisen und geringem Selbstverbrauchsanteil wird akzeptiert, dass die Förderung der Einspeisung heute zu gering ist und Ausbau nicht stattfindet. Dies ließe sich im bestehenden System (Eigenversorgung zulässig und privilegiert) über die Förderung im EEG verbessern, allerdings nur teilweise und mit deutlich erhöhter Komplexität: Zum einen bestehen bei hohen

¹⁰⁷ Bei Kleinanlagen bis 10 kW wird mittlerweile die Hälfte der Neuanlagen zusammen mit einem Batteriespeicher installiert. https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2021/02/BSW_Faktenblatt_Stromspeicher_Update_2020.pdf

¹⁰⁸ Vgl. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmw_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.html

Selbstverbrauchsanteilen nur noch geringe Steuerungsmöglichkeiten über die Höhe der Einspeisevergütung. Zum anderen müsste eine unterschiedlich hohe EEG-Vergütung für verschiedene Randbedingungen festgelegt werden. Je zielgenauer deren Höhe ausgestaltet werden soll, umso mehr spezifische Fälle müssten berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang würde auch ein deutlich erhöhter Aufwand für Messung, Meldung und Abrechnung resultieren. Daran wird deutlich, dass die erhöhte Zielgenauigkeit durch deutlich erhöhte Komplexität erkaufte werden würde.

Über die geschilderten Herausforderungen hinaus bestehen grundsätzliche Parametrierungsrisiken. Diese sind insbesondere den Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Strompreise zuzurechnen, aber auch den projektspezifischen Unsicherheiten.

Die Entwicklung der Strompreise ist einerseits abhängig vom Energiemarkt und den Energiepreisen. Andererseits besteht in hohem Maße eine regulatorische Abhängigkeit. Dies betrifft zum einen staatlich regulierte Strompreisbestandteile (Netzentgelte) und zum anderen die staatlich induzierten Strompreisbestandteile (Steuern, Abgaben und Umlagen), die insgesamt betrachtet mittlerweile den größten Anteil an den Letztverbraucherausgaben für Strom ausmachen¹⁰⁹.

Daneben bestehen projektspezifische Unsicherheiten. So ist häufig unklar bzw. unsicher, wie sich der eigene Stromverbrauch, das Lastprofil und damit auch der PV-Selbstverbrauch über 20 und mehr Jahre hinaus entwickelt. Einer stärkeren Durchdringung mit effizienteren Geräten bzw. Produktionsanlagen stehen Rebound-Effekte und der generelle Trend zur Elektrifizierung, insb. im Industriebereich, gegenüber.

Bei PV-Eigenversorgungsanlagen bestehen Anreize, diese so auszulegen, dass ein möglichst großer Anteil des PV-Stroms selbst verbraucht wird (vgl. dazu auch die Ausführungen in Kapitel 5.4.3.1 zu den Anreizen zur Ausnutzung von Dachflächen). Der geschilderte Anreiz führt oft dazu, dass die PV-Anlage kleiner ausgelegt wird, als die zur Verfügung stehende und geeignete Dachfläche. Darüber hinaus wird insbesondere im Haushaltsbereich bei Neuanlagen häufig ein Batteriespeicher errichtet. Je finanziell attraktiver Eigenversorgung ist, umso eher sind entsprechende Optimierungen zu erwarten. Diese sind letztlich nicht zielkompatibel, weil gemessen am Bundesausbauziel von 200 GW PV bis zum Jahr 2030 eine möglichst hohe Ausschöpfung des jeweils zur Vergütung stehenden Dachflächenpotenzials die Leitlinie sein sollte.

Wie in den vorangegangenen Absätzen ausgeführt wurde, bestehen im Rahmen des EEG nur eingeschränkt Möglichkeiten, bei Eigenversorgungsanlagen steuernd einzugreifen. Darüber hinaus wären diese Eingriffe nur mit hohem Parametrierungsaufwand und entsprechender Komplexität bei generell hohen Parametrierungsrisiken möglich. Ansatzpunkte außerhalb des EEG zur Weiterentwicklung des Förderregimes für Eigenversorgungsanlagen werden weiter unten diskutiert. In Kapitel 5.4.3.1 wird darüber hinaus eine Förderung von Volleinspeiseanlagen als eine Option innerhalb des EEG diskutiert, bei der Eigenversorgung ausgeschlossen ist.

Ausschreibungen

Gemäß § 27a EEG 2021 ist es Betreibern von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, grundsätzlich nicht gestattet, den in ihren Anlagen erzeugten Strom zur Eigenversorgung zu nutzen. Ausnahmen gelten unter anderem für Strom, der durch die Anlagen selbst oder in Neben- und Hilfsanlagen verbraucht wird oder dem Ausgleich physikalischer bedingter Netzverluste dient. Gestattet ist die Eigenversorgung zudem in Stunden mit

¹⁰⁹ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=12

negativen Strompreisen sowie in Stunden, in denen die Einspeiseleistung nach § 13 EnWG netzbedingt reduziert wird (vgl. § 27a EEG 2021).

Bereits in der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV), die den Einstieg in das Ausschreibungssystem in Deutschland markierte, wurde die Eigenversorgung ausgeschlossen. Die Begründung des Gesetzgebers (Bundesregierung 2015), dass die Eigenversorgung zu erheblichen Gebotsverzerrungen führen würde, deckt sich mit den Aussagen eines Gutachtens, das unter Beteiligung der Autoren im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erarbeitet wurde (Ecofys et al. 2015). Da die vermiedenen Strombezugskosten den Vergütungsbedarf der Überschusseinspeisung senken, nehmen die Zuschlagschancen mit steigendem Eigenverbrauchsanteil zu. Folglich würden nicht mehr die Anlagen mit den günstigsten Stromgestehungskosten einen Zuschlag erhalten, sondern jene mit den höchsten vermiedenen Kosten (d. h. hohe Strombezugspreise und ein hoher Selbstverbrauchsanteil wirken sich ceteris paribus vorteilhaft aus).

Mit der Novellierung des EEG soll § 27a gestrichen werden. § 27a regelte bislang, dass Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, in dem gesamten Zeitraum, in dem sie Zahlungen nach dem EEG in Anspruch nehmen, den in ihrer Anlage erzeugten Strom nicht zur Eigenversorgung nutzen dürfen¹¹⁰. Laut Gesetzesbegründung sei mit dem Wegfall der EEG-Umlage das Eigenverbot in den Ausschreibungen nicht mehr erforderlich, um gleiche Wettbewerbsbedingungen sicherzustellen. Aus Sicht der Autoren ist dies nicht zutreffend. Eigenversorger profitieren weiterhin von der Befreiung von Abgaben und Umlagen auf selbst verbrauchten Strom. Wenn Wettbewerb in den Ausschreibungen herrscht, ist zu erwarten, dass sie diese vermiedenen Kosten in ihre Gebote einpreisen und damit Volleinspeiseanlagen verdrängen könnten. Wenn die Ausschreibungen zukünftig unterzeichnet sind – was angesichts hoher Ausschreibungsvolumina nicht unwahrscheinlich ist – ist von Mitnahmeeffekten auszugehen. Diese schaffen jedoch im selben Zuge Anreize zur Teilnahme von Eigenversorgungsanlagen an den Ausschreibungen.

Im Bereich der Freiflächenanlagen dürften die Auswirkungen eher gering sein, da dort die Potenziale zur Eigenversorgung deutlich geringer als im Dachanlagenbereich sind. Sofern angesichts der steigenden Ausschreibungsvolumina im Dachanlagenbereich die Gebote von Eigenversorgungsanlagen nicht zu einer Verdrängung von Volleinspeiseanlagen führen, dürfte dies dem vermuteten Hauptziel der Streichung von § 27a entsprechen, nämlich der Beanregung zusätzlicher Anlagen im Ausschreibungssystem. Dies sollte fortlaufend überprüft werden, um ggf. nachzusteuern, falls es zu einer Verdrängung von Volleinspeiseanlagen bzw. einer starken Verzerrung der Ausschreibungsergebnisse kommen sollte.

Ansätze zur Weiterentwicklung des Förderregimes für Eigenversorgungsanlagen

Bei den systemischen Wirkungen von PV-Anlagen mit Eigenverbrauchsmodellen auf Dispatch- und Investitionsentscheidungen sowie auf die Stromnetze lässt sich kein eindeutig positiver Effekt feststellen; teilweise sind die Anreize sogar als eher negativ zu bewerten. Daneben sind bei Privathaushalten potenziell positive Wirkungen auf die Akzeptanz zu berücksichtigen. Daher erscheint das Fördersystem für PV-Anlagen im Wohngebäude- und GHD-Bereich zwar ein Ausschluss von Eigenversorgungskonzepten nicht zwangsläufig zielführend, diese sind jedoch auch

¹¹⁰ Davon ausgenommen ist Strom, der verbraucht wird durch die Anlage oder andere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste, in den Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, oder in den Stunden, in denen die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung nach § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes reduziert wird.

nicht explizit zu beanreizen. Die mit der Eigenversorgung einhergehenden nicht-systemdienlichen Effekte sollten vielmehr begrenzt werden. Lösungsansätze wären insbesondere in einer auch im Hinblick auf andere Aspekte ohnehin empfehlenswerten Reform im Bereich der staatlich induzierten Preisbestandteile zu suchen, die heute die wesentlichen impliziten Anreize zur Eigenversorgung setzen.

Wie gezeigt wurde, bestehen im Rahmen des EEG nur eingeschränkte Möglichkeiten zur Steuerung der Anreizwirkungen auf PV-Eigenversorgungsanlagen, da die Anreize in den meisten Fällen primär von der Höhe der vermiedenen Strompreise und dem erzielbaren Selbstverbrauchsanteil gesetzt werden. Eine Steuerung über die Höhe der EEG-Vergütung wäre aufgrund der hohen Heterogenität nur mit hohem Parametrierungsaufwand sowie hohem Transaktionsaufwand (Messung, Meldung, Abrechnung) möglich. Darüber hinaus bestehen nicht nur aufgrund des Einflusses der Energiepreise auf den Börsenstrompreis, sondern insbesondere aufgrund der regulatorischen Abhängigkeit hohe Parametrierungsrisiken.

Da die EEG-Differenzkosten spätestens ab 2023 vollständig über den Bundeshaushalt finanziert werden sollen und die EEG-Umlage damit auf null sinkt, ändert sich auch die Höhe des Anreizes für Eigenversorgungsanlagen. Dies muss jedoch differenziert betrachtet werden: Auf der einen Seite erhöht sich der Anreiz zur Eigenversorgung, weil nicht mehr 40 % EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom fällig werden (d. h. erhöhte Anreizwirkung um rd. 1,5 ct/kWh bezogen auf die EEG-Umlage 2022). Auf der anderen Seite verringert sich der Anreiz durch den günstigeren Strombezug (um die Höhe der EEG-Umlage von rd. 3,7 ct/kWh). Insgesamt sinkt damit in der Theorie der Anreiz zur Eigenversorgung. In der Praxis ist jedoch nicht gewährleistet, ob und inwieweit die Absenkung der EEG-Umlage auf null von den Energieversorgungsunternehmen an die Endkunden weitergegeben wird. Die wegfallende Belastung von selbst verbrauchtem Strom mit der EEG-Umlage wird jedoch vollständig wirksam. Sofern von den Energieversorgungsunternehmen mehr als 40 % der EEG-Umlageabsenkung an die Endkunden weitergegeben wird, sinkt der Anreiz zur Eigenversorgung.

Insgesamt wird empfohlen, dass Eigenversorgungskonzepte aufgrund der nicht eindeutig positiven Effekte und teilweise sogar negativen Effekte über die Förderung im EEG nicht explizit oder stärker beanreizt werden sollten. Ein Ausschluss von Eigenversorgungskonzepten aus dem Fördersystem wäre nach Ansicht der Autoren jedoch nicht zielführend, da insbesondere bei Privathaushalten von einer positiven Wirkung auf die Akzeptanz von PV-Anlagen auszugehen ist. Fehlankreize könnten insbesondere durch Reformen im Bereich der staatlich induzierten Preisbestandteile, insbesondere den Netzentgelten, adressiert werden. Daneben ist insbesondere auch zu empfehlen, durch ein separates Fördersegment die Attraktivität von Volleinspeiseanlagen im Verhältnis zu Eigenversorgungskonzepten (deutlich) zu erhöhen.

5.4.2 Ausschreibungen

Nach § 22 Absatz 3 EEG 2021 besteht bei Solaranlagen ab mehr als 750 kW und bis 20 MW installierter Leistung das Erfordernis einer Ausschreibungsteilnahme, soweit eine finanzielle Förderung nach dem EEG das Ziel ist. Hierbei differenziert das EEG zwischen Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf baulichen Anlagen, die weder Gebäude noch Lärmschutzwände sind, vgl. § 37 Absatz 1 EEG 2021) und Solaranlagen des zweiten Segments (Solaranlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand, vgl. § 38c Absatz 1 EEG 2021). Solaranlagen mit einer installierten Leistung von 750 kWp oder weniger sind von der Ausschreibungspflicht ausgenommen. Die beiden Segmente unterscheiden sich u.a. hinsichtlich des Höchstwertes (9 Cent/kWh bei Solaranlagen des zweiten Segments, 5,9 Cent/kWh

bei Solaranlagen des ersten Segments) und den zu gewährenden Sicherheiten (vgl. § 37a und § 38d EEG 2021).

Im Rahmen der EEG-Novellierung („Osterpaket“) ist beabsichtigt, die Ausnahme von der Ausschreibungsteilnahmepflicht auf Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 MW auszuweiten. Hintergrund sind die neuen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 der Europäischen Kommission (KUEBLL), die seit dem 27.01.2022 gelten.¹¹¹ Sie konkretisieren, unter welchen Voraussetzungen die EU-Kommission staatliche Beihilfen für mit dem Binnenmarkt vereinbar erachtet. Nach den Leitlinien soll die Beihilfe, d. h. in diesem Fall die EEG-Förderung, im Regelfall auf Grundlage einer Ausschreibung gewährt werden.¹¹² Ausnahmen davon gelten im Strombereich u.a. für

- Anlagen mit einer installierten Kapazität von bis zu 1 MW¹¹³,
- Vorhaben, die zu 100 % kleinen und mittleren Unternehmen (KMU)¹¹⁴ oder Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zuzurechnen sind und eine installierte Leistung von bis zu 6 MW haben,¹¹⁵
- einzelne Vorhaben im Bereich F&E&I (Forschung, Entwicklung und Innovation)¹¹⁶
- sowie im Bereich grenzüberschreitender Projekte von mehreren Mitgliedsstaaten im Rahmen von Umweltschutz im gemeinsamen Interesse der EU¹¹⁷

Die Leitlinien haben zwar nur eine indirekte Rechtswirkung, sind jedoch in der Praxis von großer Bedeutung, als sie die Vorgehensweise der Kommission bestimmen. Eine unmittelbare rechtliche Bindung von Deutschland oder der betroffenen Unternehmen besteht dagegen nicht.¹¹⁸

Die Ausweitung der Ausnahme einer Ausschreibungsteilnahmepflicht kann dabei u. a. gewünscht sein, um eine Akteursvielfalt auch im Segment über 750 kW zu ermöglichen. Im Segment Windenergie an Land hat die Einführung von Ausschreibungen zu einem Rückgang der Akteursvielfalt geführt.¹¹⁹ Dieselbe Studie kam jedoch bei der Ermittlung der Akteursvielfalt bei großen PV-Anlagen nach der Einführung von Ausschreibungen zu dem Ergebnis, dass bei Freiflächen-PV bis 750 kWp die Akteursvielfalt bereits vor Einführung der Ausschreibungen relativ gering war. Grund hierfür sei, dass Bürgerenergiegesellschaften üblicherweise Anlagen deutlich unterhalb der Schwelle zur Ausschreibungspflicht realisieren würden. Auch nach Einführung der Ausschreibungen sei die Beteiligung gleich gering geblieben.¹²⁰

¹¹¹ Vgl. Ziffer 466 Mitteilung der Kommission C(2022) 481 final, vom 27.01.2022, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/competition-policy/document/download/2049b565-5e6b-4153-a022-e70db769086f_en.

¹¹² Vgl. Ziffer 103.

¹¹³ Vgl. Ziffer 107 lit. b) i).

¹¹⁴ Unternehmen, die die Kriterien der Empfehlung der Kommission betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen erfüllen (vgl. Ziffer 77).

¹¹⁵ Vgl. Ziffer 107 lit. b) iv).

¹¹⁶ Ziffer 107 lit. c, ii).

¹¹⁷ Ziffer 107 lit. c, i).

¹¹⁸ Vgl. etwa Abdelghany/Behrendt, <https://www.mazars.de/Home/ber-uns/Aktuelles/Presse-Medien/Newsletter/Newsletter-Public-Sector/Newsletter-Public-Sector-3-2021/Leitlinien-fuer-Klima-Umwelt-und-Energie>, 2022.

¹¹⁹ Vgl. Weiler et al., 2021, S. 18 – 21.

¹²⁰ Vgl. Weiler et al. 2021, S. 18 – 21.

Die im Rahmen der EEG-Novelle geplante Ausweitung der Ausnahme, dass zukünftig Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 MW nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen, erscheint vor dem Hintergrund der Einordnung als kleines Vorhaben in den Leitlinien als grds. beihilferechtlich zulässig. Ob die Anhebung der Ausnahme jedoch auch zu einer Zunahme der Akteursvielfalt im Segment PV führen kann, kann angesichts der vorliegenden Studienlage bezweifelt werden.

Die Einordnung der Kommission, dass auch Vorhaben die zu 100 % KMU oder Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaft) zuzurechnen sind und eine installierte Leistung von bis zu 6 MW haben von der Ausschreibungspflicht ausgenommen werden können, grds. beihilferechtlich zulässig sein kann, begegnet dagegen im Hinblick auf eine mögliche rechtliche Umsetzung und Ausgestaltung in Deutschland zusätzlichen Bedenken.

Zunächst gilt die Ausnahme auch für PV-Anlagen, da nicht weiter zwischen der Erzeugungsart differenziert wird.

KMUs umfassen in den Leitlinien unter Verweis auf die Empfehlung der Kommission betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen vom 6. Mai 2003¹²¹ die Größenklasse der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) Unternehmen, die weniger als 250 Personen beschäftigen und die entweder einen Jahresumsatz von höchstens 50 Mio. EUR erzielen oder deren Jahresbilanzsumme sich auf höchstens 43 Mio. EUR beläuft. Ein kleines Unternehmen wird dabei als ein Unternehmen definiert, das weniger als 50 Personen beschäftigt und dessen Jahresumsatz bzw. Jahresbilanz 10 Mio. EUR nicht übersteigt, ein Kleinstunternehmen als ein Unternehmen, das weniger als 10 Personen beschäftigt und dessen Jahresumsatz bzw. Jahresbilanz 2 Mio. EUR nicht überschreitet. Die Empfehlung der Kommission enthält aber weite Eingrenzungen, nach denen die Eigenständigkeit des Unternehmens unter bestimmten Voraussetzungen ausgeschlossen ist. So wird etwa die Eigenständigkeit des Unternehmens negiert, soweit u.a. ein anderes Unternehmen die Mehrheit der Stimmrechte hält, die Mehrheit der Mitglieder des Verwaltungs-, Leitungs- oder Aufsichtsgremiums berufen kann oder aufgrund einer vertraglichen Klausel einen beherrschenden Einfluss ausübt.¹²²

Es ist damit jedoch zumindest fraglich, ob eine Ausweitung der Ausnahme auf KMUs mit Vorhaben mit einer installierten Leistung von bis zu 6 MW angesichts des weiten Verständnis eines KMUs dazu führen kann, dass der Grundsatz der Teilnahme an einer Ausschreibung konterkariert würde. Fraglich ist zudem, ob KMUs im Ausschreibungsprozess so benachteiligt sind, dass eine Sonderbehandlung gerechtfertigt ist. Zuletzt erscheint eine Ausweitung der Ausnahme auf Vorhaben mit einer installierten Leistung von bis zu 6 MW bei einer gemittelten Gebotsmenge von jeweils unter 6 MW in den Ausschreibungen 1.3.21, 1.6.21 und 1.11.21 für Solaranlagen des ersten Segments dem Fördersystem zu widersprechen.¹²³

Der zweite Teil der Ausnahme betrifft EE-Gemeinschaften. EE-Gemeinschaften werden in den Leitlinien wie in Art. 2 Nummer 16 der Erneuerbaren Energien Richtlinie (EE-RL) definiert als eine *“Rechtsperson, a) die, im Einklang mit den geltenden nationalen Rechtsvorschriften, auf offener*

¹²¹ Vgl. Ziffer 77.

¹²² Vgl. Art. 3 der Empfehlung der Kommission vom 06. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen (2003/361/EG).

¹²³ Vgl. Bundesnetzagentur Rundenübersicht zur Ausschreibung von Solaranlagen des 1. Segments nach dem EEG, Stand 29.11.2021.

*und freiwilliger Beteiligung basiert, unabhängig ist und unter der wirksamen Kontrolle von Anteilseignern oder Mitgliedern steht, die in der Nähe der Projekte im Bereich erneuerbare Energie, deren Eigentümer und Betreiber diese Rechtsperson ist, angesiedelt sind, b) deren Anteilseigner oder Mitglieder natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU sind, c) deren Ziel vorrangig nicht im finanziellen Gewinn, sondern darin besteht, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den Gebieten vor Ort, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen“.*¹²⁴ Art. 22 EE-RL enthält verschiedene Vorgaben welche Rechte EE-Gemeinschaften haben sollen. Dies umfasst etwa das Recht der gemeinsamen Nutzung von selbsterzeugtem Strom (“energy sharing“, vgl. Art. 22 Abs. 2 lit. b EE-RL). Ziel der EE-RL ist zudem, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften gleichberechtigt mit anderen großen Teilnehmern an bestehenden Förderregelungen teilhaben können. Hierzu sollen die Mitgliedsstaaten “bei der Konzipierung von Förderregelungen die Besonderheiten von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften [berücksichtigen], damit diese sich unter gleichen Bedingungen wie andere Marktteilnehmer um die Förderung bewerben können“.¹²⁵

Umstritten ist, ob die Vorgaben zur EE-Gemeinschaft bereits hinreichend in deutsches Recht überführt worden sind. Das BMWi vertritt die Auffassung, dass aufgrund des rechtlichen Rahmens der Eigenversorgung Art. 21 und 22 EE-RL vollständig umgesetzt seien.¹²⁶ Die Etablierung der EE-Gemeinschaft im deutschen Recht ist aus Sicht verschiedener Stimmen in der Literatur dagegen bislang nicht umfassend erfolgt.¹²⁷ Dies umfasst etwa das Recht der gemeinsamen Nutzung von selbsterzeugtem Strom.¹²⁸ Eine konsequente Umsetzung der EE-RL führt darüber hinaus zu einer Aufweichung des strikten Verbots jeglicher Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen, die durch Ausschreibung gefördert werden.¹²⁹ Wie in Abschnitt 5.4.1 ausgeführt wurde ist dies jedoch kritisch zu sehen, weil sehr verzerrte Gebote zu erwarten wären.

Die bereits in § 3 Nr. 15 EEG 2021 enthaltene Definition der Bürgerenergiegesellschaft erfüllt die Vorgaben von Art. 22 EE-RL nicht.¹³⁰ Zudem ist der Anwendungsbereich der Bürgerenergiegesellschaft derzeit bislang allein auf den Windbereich begrenzt (vgl. § 36g EEG 2021).

Ansätze zur Weiterentwicklung des Ausschreibungssystems

Die Studienlage zeigt, dass eine Ausweitung der Ausnahme von der Teilnahme an einer Ausschreibung befreit zu sein im Segment PV nicht zwangsläufig zu einer größeren Akteursvielfalt führt. Stattdessen scheinen Maßnahmen eher geeignet die die Risiken der Teilnahme an einer Ausschreibung für KMUs und EE-Gemeinschaften senken. Vorgeschlagen wird etwa zur Stärkung der Akteursvielfalt:

¹²⁴ Vgl. Ziffer 68 sowie Art. 2 Nr. 16 der EU RL 2018/2001.

¹²⁵ Vgl. Erwägungsgrund 26 der EE-RL.

¹²⁶ Vgl. etwa das Antwortschreiben des BMWi vom 06.07.2021 auf die Anfrage des Bündnis Bürgerenergie, das Beschwerde bei der Europäischen Kommission eingelegt hat und die Einleitung eines Vertragsverletzungsverfahrens gegen Deutschland wegen unzureichender Umsetzung der EE-RL begehrt (https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/BMWi_Antwort_BBE_n_RED_II_Umsetzung.pdf).

¹²⁷ Vgl. Dröschel et al 2021, , S. 35 f.

¹²⁸ Vgl. Dröschel et al., 2021, S. 36; Boos, 2021, S. 14.

¹²⁹ Papke/Kahles, 2018,) S. 23.

¹³⁰ Vgl. Boos, 2021, S. 14.

- Einrichtung eines Bürgerenergiefonds zur Förderung von Planungs- und Machbarkeitsstudien für Bürgerenergieprojekte durch nicht an den Erfolg in Ausschreibungen gebundene Zuwendungen (Bsp. Schleswig-Holstein)
- Eigene Gebotskategorien nur für Gebote von Bürgerenergieprojekten, ggf. inklusive der dort unter bestimmten Bedingungen erlassenen Pflicht, eine Bietsicherheit zu hinterlegen (Bsp. Irland)
- Einrichtung eines Garantie-Fonds, mit dem die Finanzierung der Entwicklung von Bürgerwindprojekten abgesichert werden soll, etwa erster Standortuntersuchungen oder Umweltverträglichkeitsprüfungen (Bsp. Dänemark)
- Boni bei der Vergütung des erzeugten Stroms für EE-Projekte, die an Auktionen teilnehmen, falls diese Bürger*innen oder Kommunen vor Ort finanziell beteiligen (Bsp. Frankreich)¹³¹

Kosteneffizienz vs. Effektivität

Ausschreibungen sind grundsätzlich ein geeignetes Instrument, um ein gegebenes Ausbauvolumen kosteneffizient zu realisieren. Dies belegen die Ausschreibungsergebnisse im Bereich Photovoltaik. Die jeweiligen Ausschreibungsrunden waren allesamt überzeichnet, d. h. es herrschte Wettbewerb, es wurden Kostensenkungspotenziale erschlossen und die Realisierungsrate liegt insgesamt sehr hoch¹³². Angesichts der überaus ambitionierten Zielsetzungen zum PV-Ausbau (vgl. Kapitel 5.3) rückt nun neben der Kosteneffizienz in zunehmendem Maße die Frage nach der Effektivität in den Mittelpunkt. Wenn davon ausgegangen wird, dass der Zubau hin zu 200 GW sich hälftig auf jeweils den Dach- und Freiflächenbereich verteilt, müssten bis 2030 zusätzlich zu den bestehenden rund 17 GW Freiflächenanlagen Ende 2021 insgesamt 70 GW neu errichtet werden. Gemäß dem in Abschnitt 5.3 skizzierten Hochlauf entspricht dies einem jährlichen Bruttozubau von 3,5 bis 10 GW Freiflächenanlagen. Zum Vergleich: im Jahr 2021 wurden rund 2 GW neu installiert. Dies veranschaulicht, dass die Ausschreibungsvolumina gegenüber dem heutigen Stand in den kommenden Jahren erheblich erhöht werden müssen. In diesem Kontext werden vier Maßnahmen diskutiert, die in diesem Zusammenhang relevant sind. Erstens die Frage nach einem höheren Höchstwert, zweitens die Erweiterung der Flächenkulisse und drittens die Anhebung der maximalen Anlagengröße im EEG. Viertens wird die endogene Mengenrationierung diskutiert, die z. B. bereits für die Ausschreibungen von Windenergie- und Biomasseanlagen zur Anwendung kommen und im Falle von unterzeichneten Ausschreibungen seitens der EU KOM gefordert werden dürften.

Untersuchungen zu den Kosten der Potenzialerschließung zeigen (Bild 5.2), dass für PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2030 Potenziale von rund 120 GW zu mittleren realen (inflationsbereinigten) Kosten in der Größenordnung von 5 ct/kWh₂₀₁₈ verfügbar sind¹³³. Bei einer angenommenen Teuerungsrate von 2 % p.a. entspricht dies nominalen Werten von rd. 6,3 ct/kWh. Der heutige Höchstwert wird anhand der Ergebnisse der vorangegangenen Ausschreibungsrunden bestimmt und darf maximal 5,9 ct/kWh betragen¹³⁴.

¹³¹ Vgl. Dröschel et al. 2021, S. 39.

¹³² Bis auf zwei Ausschreibungsrunden lag die Realisierungsrate in den meisten Fällen deutlich oberhalb von 80 %: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

¹³³ Bestehende Anlagen sind Teil der Potenziale. Zum Jahresende 2021 waren rund 17 GW Freiflächenanlagen installiert.

¹³⁴ Der Höchstwert ist der um 8 % erhöhte Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine. Für die Ausschreibungsrunde vom 1.3.2022 beträgt er 5,57 ct/kWh.

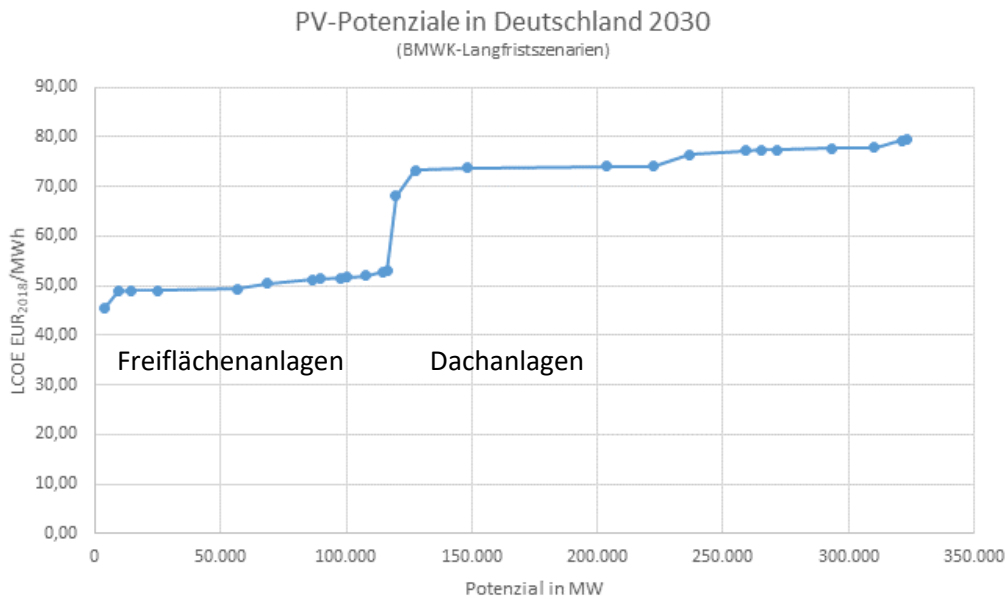


Bild 5.2 Kosten-Potenzialkurve für PV-Anlagen bis 2030 (Quelle: FhG ISI)

Im Zuge eines erhöhten Ausschreibungsvolumens sollte eine Anhebung des Höchstwerts daher erwogen werden. Dafür sprechen mehrere Gründe. Zum einen ist auch auf dem PV-Markt die inflationsbedingte Tendenz zu steigenden Preisen zu beobachten. Zum anderen signalisiert ein höherer Höchstwert den Marktteilnehmern, nicht nur die jeweils günstigsten Projekte zu entwickeln, sondern auch solche mit höheren Kosten (z. B. Projekte mit höheren Transaktionskosten bspw. für die Erlangung des Bebauungsplans, Overheadkosten für fehlgeschlagene Projektentwicklungen, kostenintensiverer Netzanschluss aufgrund größerer Entfernung zum Netzverknüpfungspunkt). Sofern in den Ausschreibungen Wettbewerb besteht sind keine signifikanten Mitnameeffekte zu erwarten.

Weiterhin sollte das Angebot über eine Ausweitung der Flächenkulisse vergrößert werden. Weil sie die größten Potenziale bieten, stehen landwirtschaftliche Flächen im Mittelpunkt dieser Diskussion. Derzeit ist im Rahmen der EEG-Ausschreibungen die Nutzung landwirtschaftlicher Flächen (Ackerland und Grünland) nur in den so genannten benachteiligten Gebieten möglich, sofern das jeweilige Bundesland eine entsprechende Verordnung erlassen hat. Die bundesweite Zulassung von Ackerflächen und gleichzeitig der Ausschluss von Grünland könnte eine deutliche Erhöhung des Potenzials leisten und ist gleichzeitig aus ökologischer Sicht vertretbar¹³⁵. In diesem Zuge könnte auch ein großer Teil der Flächenpotenziale im direkten Umfeld von Windenergieanlagen gehoben werden, womit Synergien bei der Netzanbindung genutzt werden könnten.

Desweiteren könnte die maximale Anlagengröße im Rahmen der EEG-Ausschreibungen, die derzeit bei 20 MW liegt, erhöht werden. Damit könnte zusätzliches Zubaupotenzial realisiert werden (Projekte, die weder als PPA-Anlagen realisiert werden und nicht unterhalb von 20 MW). Es würden jedoch auch tendenziell Projekte, die derzeit außerhalb des EEG am Markt (und mit höheren Risiken) realisiert werden, vermehrt im Rahmen des EEG errichtet werden. Dies widerspricht jedoch dem Ziel, dass sich auch EE-Anlagen vermehrt ohne finanzielle Förderung selbst am Markt refinanzieren, Risiken tragen und sich in den Markt integrieren sollen.

¹³⁵ Bosch & Partner, ZSW, Stiftung Umweltenergierecht: Anpassung der Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen im EEG vor dem Hintergrund erhöhter Zubauziele. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Februar 2022 (noch unveröffentlicht).

Um in unterzeichneten Ausschreibungen den fehlenden Wettbewerb und den damit verbundenen Anreiz höhere Gebote abzugeben zu adressieren, wird teilweise eine endogene (d. h. nachträgliche) Rationierung der Ausschreibungsmenge diskutiert. Während unterzeichnete Ausschreibungen bislang bei PV-Ausschreibungen kein Thema waren, wurde die endogene Rationierung auf Drängen der EU-Kommission im EEG 2021 für die Ausschreibungen für Windenergie an Land in Deutschland eingeführt. Demnach wird bei einer nach den Vorgaben des EEG 2021 zu erwartenden, drohenden Unterzeichnung, das Ausschreibungsvolumen für die folgende Runde gekürzt. Hierbei spielt insbesondere eine Rolle, ob die vorangegangene Ausschreibungsrunde bereits unterzeichnet war. Eine Analyse von Ehrhart et al. (2020)¹³⁶, hat gezeigt, dass solche endogenen Anpassungsmechanismen¹³⁷ Gefahr laufen, die Teilnehmerzahlen bei Ausschreibungen für Windenergie an Land kontinuierlich weiter sinken zu lassen und dieses Segment damit letztlich auszutrocknen. Dieser Effekt ist darin begründet, dass im Kalkül eines Bieters die Teilnahme durch derartige Maßnahmen unattraktiver wird, weil die endogenen Anpassungen zu einer niedrigeren Zuschlagswahrscheinlichkeit oder einem niedrigeren Reservationspreis führen. Insbesondere schwache Bieter, d. h. solche mit eher hohen Geboten / Stromgestehungskosten, werden dadurch möglicherweise an der Teilnahme gehindert. Die Ursache für die negativen Wirkungen der endogenen Mengenanpassung liegen in vglw. hohen Gebotskosten der Bieter. Als Gebotskosten werden diejenigen Kosten verstanden, die dem Bieter bis zur Gebotsabgabe entstehen. Neben den Kosten für die Gebotsabgabe selbst (Anbindung ans Ausschreibungssystem, etc.) bestehen die Gebotskosten ganz überwiegend in den Vorentwicklungskosten, die aufgrund der materiellen Präqualifikationsbedingungen bei Windenergie an Land (insb. immissionsschutzrechtliche Genehmigung) mit durchschnittlich etwa 8 %¹³⁸ der gesamten Projektkosten hoch sind. Diese Gebotskosten stellen aus Sicht des Bieters bei der Gebotsabgabe versunkene Kosten dar und werden daher in einer Wettbewerbssituation nicht eingepreist und können damit ggf. auch nicht refinanziert werden. Wäre eine Teilnahme an den Ausschreibungen für die Bieter hingegen vollständig ohne Kosten möglich, würde ein endogen festgelegtes Ausschreibungsvolumen nicht zu sinkenden Teilnahmeanreizen für die Bieter führen. In Bezug auf PV-Anlagen lässt sich zumindest feststellen, dass die Gebotskosten für die Ausschreibungen deutlich unter denen von Windanlagen liegen.¹³⁹ Daher ist die endogene Mengenanpassung bei PV-Ausschreibungen auch als deutlich unkritischer einzuordnen als bei der Ausschreibung für Windenergie an Land in der heutigen Form.

5.4.3 Administrativ festgelegte Förderung

Im Gegensatz zu Ausschreibungen wird im Rahmen der administrativ festgelegten Förderung die Förderhöhe nicht wettbewerblich ermittelt. Der weitaus größte Teil des Dachanlagenzubaues entfällt auf dieses Fördersegment und steht deshalb im Folgenden im Fokus.

¹³⁶ Ehrhart et al. (2020).

¹³⁷ Reservationspreis oder Zuschlagsvolumen wurden endogen (d. h. nach Gebotsabgabe) so festgelegt, dass die Bedingung der EU Klima-, Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien zur Beihilferechtferkung erfüllt wird, dass zumindest im Grundsatz eine Festlegung der Förderhöhe auf Basis von Gebots- (und nicht Reservations-)preisen erfolgt.

¹³⁸ Siehe dazu Abschnitt 4.3 zur Gebotskostenerstattung bei Windenergie an Land.

¹³⁹ Aus Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2019), Handlungsleitfaden – Freiflächensolaranlagen, https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Handlungsleitfaden_Freiflaechensolaranlagen.pdf ergeben sich Vorentwicklungskosten die höchstens die Hälfte der Vorentwicklungskosten (und damit Gebotskosten) von Windanlagen erreichen. Allerdings ist dies eine obere Abschätzung der Kosten, da einige der in der genannten Quelle eingerechneten Kosten nicht notwendigerweise anfallen, um an den Ausschreibungen teilzunehmen.

In der Vergangenheit wurde bereits diskutiert bzw. von verschiedenen Akteuren gefordert, die Ausschreibungsgrenze für PV-Dachanlagen deutlich bis auf beispielsweise 100 kW abzusenken. In den nachfolgenden Betrachtungen liegt der Fokus auf einem Volleinspeisesegment im Rahmen der administrativ festgelegten Förderung. Eine Absenkung der Ausschreibungsgrenze und eine Einführung für Ausschreibungen für einen großen Teil des Dachanlagenmarkts wird deshalb hier nicht diskutiert. Die neuen Beihilfeleitlinien sehen ohnehin eine Freigrenze zur Ausschreibungsteilnahme von 1 MW vor (vgl. Abschnitt 5.4.2), die der deutsche Gesetzgeber bei der EEG-Novelle auszuschöpfen beabsichtigt (vgl. EEG-Referentenentwurf vom 28.02.2022).

Neue PV-Dachanlagen, die nicht als Eigenversorgungsanlagen, sondern als Volleinspeiseanlagen betrieben werden, sind heute aufgrund der deutlich stärker als die Kosten gesunkenen Vergütungssätze nur noch in Ausnahmefällen wirtschaftlich darstellbar. Vor diesem Hintergrund wird in diesem Kapitel die Einführung eines kostendeckenden Volleinspeisetarifs diskutiert. Zunächst wird die erforderliche Höhe der Volleinspeisetarife abgeschätzt. Anschließend erfolgt die Diskussion der Frage, wie dies dazu beitragen kann, dass größere Anlagen mit besserer Dachflächenausnutzung gebaut werden.

5.4.3.1 Volleinspeise- und Eigenversorgungstarif

Erforderliche Vergütungshöhe für Volleinspeiseanlagen

Die Vergütungssätze für PV-Dachanlagen sind seit Anfang 2019 sehr stark gesunken. Die Degression betrug in den meisten Monaten 1,4 %, die Gesamtabenkung innerhalb von drei Jahren lag in der Größenordnung von 40 %. Heute können damit nur noch in den wenigsten Fällen Volleinspeiseanlagen wirtschaftlich realisiert werden¹⁴⁰. Die Marktentwicklung belegt dies (Tabelle 12). Während im Leistungsbereich bis 10 kW schon seit vielen Jahren ein sehr starker Fokus auf Eigenversorgungsanlagen lag und kaum Volleinspeiseanlagen gebaut wurden, nahm der Anteil der Eigenversorgungsanlagen in allen anderen Leistungsklassen – gerade bei großen Anlagen – sehr stark zu.

Tabelle 12 Leistungsbezogener Anteil des Dachanzubaus, der auf Eigenversorgungsanlagen entfällt (eigene Auswertungen Marktstammdatenregister, Datenstand Anfang März 2022)

	bis 10 kW	10 bis 30 kW	30 bis 100 kW	100 bis 300 kW	300 bis 750 kW
01/2019	94%	72%	58%	38%	24%
12/2021	98%	96%	93%	74%	84% ¹⁴¹

In absoluten Zahlen ist jedoch nicht die zugebaute Leistung von Eigenversorgungsanlagen gestiegen, sondern es wurde deutlich weniger Volleinspeiseleistung zugebaut (2019: rd. 1,2 GW, 2021: rd. 0,4 GW). Im Leistungssegment 300 bis 750 kW wurde die Entwicklung zudem durch eine Anpassung der Förderbedingungen im EEG 2021 verstärkt. So haben die Betreiber seither

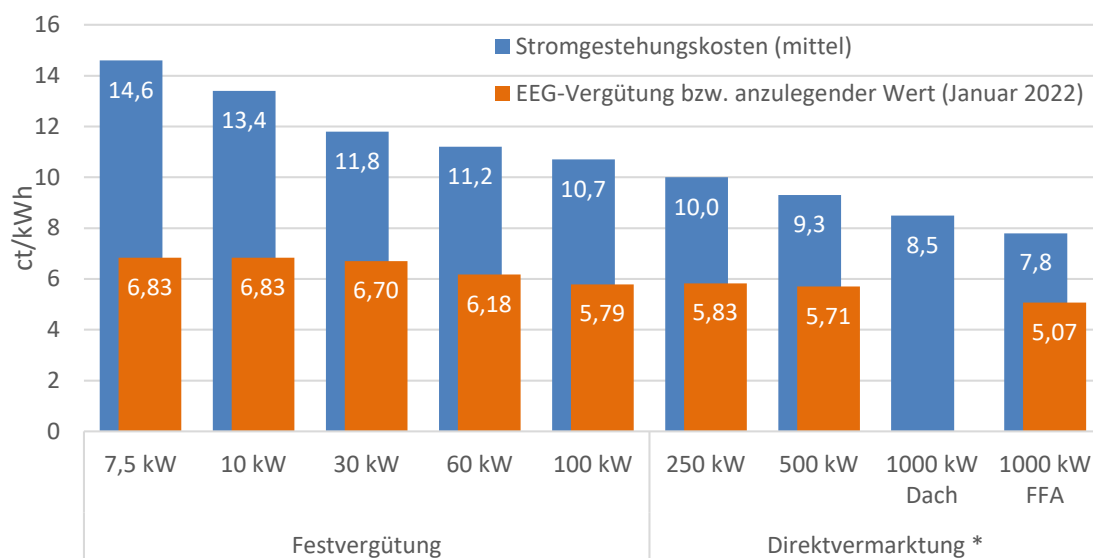
¹⁴⁰ Bei Eigenversorgungsanlagen wurden im Zuge gesunkener Vergütungssätze tendenziell Mitnahmeeffekte reduziert. Wie in Abschnitt 5.4.1 erläutert wurde, ist die Rentabilität von Eigenversorgungsanlagen in erster Linie von der Höhe der vermiedenen Strombezugspreise und dem Selbstverbrauchsanteil bestimmt.

¹⁴¹ Gemäß den Regelungen des EEG müsste der Anteil bei 100 % liegen oder es wurden 20 % der Anlagenleistung im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung realisiert. Hierzu liegen jedoch keine näheren Angaben vor. Als Erklärungsansatz kommen auch Meldedefehler im Marktstammdatenregister in Frage.

die Wahl: Entweder nehmen sie an den Ausschreibungen teil und müssen vollständig auf Eigenversorgung verzichten oder sie nehmen die administrativ bestimmte Vergütung in Anspruch, die jedoch nur für maximal 50 % der Jahresstromerzeugung gewährt wird (vgl. § 22 Abs. 6, § 48 Abs. 5 EEG 2021). Im Zuge der EEG-Novelle soll diese Regelung bis 2023 abgeschafft werden.

Der Grund für den starken Rückgang beim Zubau von Volleinspeiseanlagen ist im Auseinanderlaufen von Stromgestehungskosten und Vergütungen zu suchen. Bei Eigenversorgungsanlagen können die geringen Erlöse aus der Überschusseinspeisung durch teilweise relativ hohe vermiedene Strombezugspreise kompensiert werden (dies betrifft insb. die Bereiche Haushalte und GHD). Im Volleinspeisebereich ist dies nicht möglich. Nachfolgend wird analysiert, wie hoch die Stromgestehungskosten von Dachanlagen derzeit sind und inwieweit die aktuellen Vergütungssätze den Vergütungsbedarf decken. Die Analyse erfolgt auf Basis von Literaturangaben, eigene Berechnungen werden nicht durchgeführt.

Für Anfang 2022 sind in Kelm (2022) Stromgestehungskosten für verschiedene Anlagengrößen enthalten (Bild 5.3). Sie liegen demnach zwischen knapp 15 ct/kWh für kleine Dachanlagen und 8,5 ct/kWh für Dachanlagen mit 1 MW.



* einschl. Direktvermarktungskosten. Für 1.000 kW FFA anzulegender Wert einer 750 kW-Anlage übernommen.

Bild 5.3 Stromgestehungskosten von PV-Anlagen und Vergütungssätze für Januar 2022
Quelle: (Kelm 2022)

In einer Studie für das Umweltbundesamt (Stand April 2021) hat das Öko-Institut mittlere Stromgestehungskosten für PV-Dachanlagen berechnet (UBA 2021). Die Kosten belaufen sich demnach auf 13 ct/kWh für eine 5 kW-Anlage, auf 12 ct/kWh für eine 30 kW-Anlage und ca. 11,5 ct/kWh für eine 60 kW-Anlage (Bild 5.4).

Dem standen im Januar 2022 Vergütungssätze zwischen 6,83 ct/kWh (Anlagen bis 10 kW) und 6,18 ct/kWh (leistungsgewichteter Wert für eine 60 kW-Anlage) gegenüber. Die absolute Differenz zwischen Vergütungen und Stromgestehungskosten liegt dementsprechend in der Größenordnung von 5 bis 6 ct/kWh.

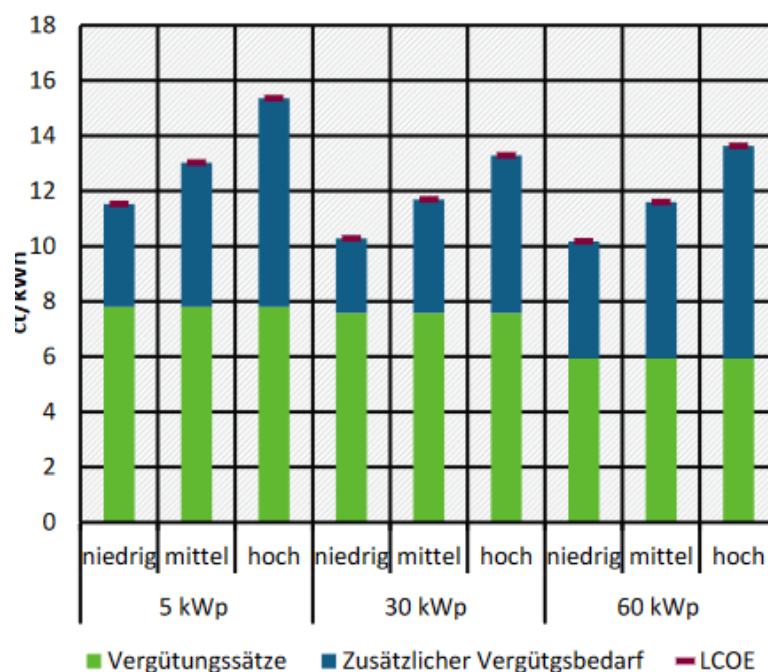


Bild 5.4 Stromgestehungskosten (gesamte Säulenhöhe) von PV-Dachanlagen, Stand April 2021. Quelle: UBA (2021)

Zur Einordnung der in Bild 5.4 dargestellten Stromgestehungskosten von großen Anlagen ermöglichen die Ergebnisse der Dachanlagenausschreibungen des Jahres 2021 eine grobe Einordnung. Nicht bekannt ist, inwieweit die Bieter Zusatzlöse in ihre Gebote eingepreist haben (Marktwert > anzulegende Werte, Markterlöse des Anlagenbetriebs nach 20 Jahren EEG-Förderdauer), sodass die Gebotswerte in der Folge unter den Stromgestehungskosten liegen. Zu berücksichtigen ist weiterhin, dass auch Anlagen unterhalb von 750 kW teilnehmen konnten, auf die ca. 15 bis 20 % des Zuschlagsvolumens entfiel. Insgesamt lag die im Mittel bezuschlagte Anlagengröße bei 1,3 MW (06/2021) bzw. 1,1 MW (12/2021). Die Gebots- bzw. Zuschlagswerte sind jedoch nur über alle Anlagengrößen bekannt. Die mengengewichteten Zuschlagswerte lagen Mitte 2021 bei 6,9 ct/kWh und sind für die Runde vom Dezember um 0,5 ct/kWh auf 7,4 ct/kWh gestiegen. Es kann davon ausgegangen werden, dass die gestiegenen Preise für PV-Anlagen sich in den Zuschlagswerten widerspiegeln.

Tabelle 13 Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Dachanlagen in ct/kWh. Quelle: Bundesnetzagentur

	minimaler Zuschlagswert	mengengewichteter Zuschlagswert	maximaler Zuschlagswert	Höchstwert
06/2021	5,4	6,9	7,9	9,0
12/2021	5,7	7,4	8,3	9,0

Da im Mittel Anlagen > 1 MW bezuschlagt wurden, wird näherungsweise die Spannbreite aus dem mengengewichteten und maximalen Zuschlagswert als Anhaltspunkt für große Dachanlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze von 750 kW herangezogen. Demnach kann von einer Größenordnung von 7,5 (Runde 06/2021) bis knapp 8 (Runde 12/2021) ct/kWh ausgegangen

werden, in der die anzulegenden Werte für große Dachanlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze liegen müssten.

Der anzulegende Wert für eine 750 kW-Dachanlage liegt im Januar 2022 bei knapp 5,7 ct/kWh. Dies zeigt, dass auch für größere Dachanlagen direkt unterhalb der Schwelle zur verpflichtenden Ausschreibungsteilnahme die administrativ festgelegten Vergütungssätze zu niedrig liegen. Im Gegensatz zum Segment der oben angeführten kleinen Dachanlagen ist die Differenz zwischen Vergütung und näherungsweise ermitteltem Vergütungsbedarf jedoch absolut und relativ betrachtet geringer. Für große Dachanlagen müssten die anzulegenden Werte in der Größenordnung 2 ct/kWh bzw. ein Drittel höher liegen, als im Januar 2022. Für kleine Dachanlagen zwischen 5 und 60 kW müsste die Vergütung ca. 5 bis 6 ct/kWh bzw. knapp 90 % höher ausfallen.

Die im Referentenentwurf des EEG angesetzten anzulegenden Werte¹⁴² liegen tendenziell leicht niedriger, als die in Bild 5.3 dargestellten Stromgestehungskosten. Es erfolgte offensichtlich eine Orientierung an den in [14] angesprochenen Werten mit niedrigerer Verzinsung (das Erlörisiko von EEG-geförderten Volleinspeiseanlagen ist im Gegensatz zu Teileinspeiseanlagen/Eigenversorgungsanlagen vernachlässigbar gering). Angesichts des hohen Ambitionsniveaus bei den Zubauzielen bestünden an dieser Stelle Spielräume, um mit um 0,5 bis 1 ct/kWh höheren anzulegenden Werte höhere Zubauanreize für Volleinspeiseanlagen zu schaffen.

Aus pragmatischen Gründen und weil die Förderung von Eigenversorgungsanlagen aufgrund der hohen Heterogenität nicht treffsicher parametrierbar ist, könnte das derzeitige Vergütungsniveau für Eigenversorgungsanlagen fortgeschrieben werden. Tendenziell sind die vermiedenen Strombezugspreise bei Eigenversorgungsanlagen im Haushalts- oder Gewerbebereich Eigenversorgungsanlagen größer, womit ein Ausgleich für die höheren Kosten der i.d.R. kleineren Anlagen gegeben wäre.

Insgesamt wird deutlich, dass im Dachanlagensegment für Volleinspeiseanlagen eine z.T. deutlich höhere Vergütung erforderlich ist. Da die Kosten von Kleinanlagen in höherem Maße von Fixkosten bestimmt sind, sind diese bezogen auf die Anlagenleistung und damit auch mit Blick auf die Stromgestehungskosten teurer. Insbesondere für das Leistungssegment bis 10 kW gilt es deshalb abzuwägen, wie die Förderung angesichts der Kosten ausgestaltet wird. Möglich wäre zum einen – analog zur heutigen Ausgestaltung – denselben Vergütungssatz für Anlagen bis 10 kW zu gewähren. Dieser sollte an den Stromgestehungskosten einer 10 kW-Anlagen orientiert sein, um keine unerwünschten Anreize zum Bau kleiner(er) und spezifisch teurerer Anlagen zu schaffen. Zum anderen wäre denkbar, für das Segment bis 10 kW keinen Volleinspeisetarif zu gewähren, da in dieser Größenklasse ohnehin nahezu alle Anlagen Eigenversorgungsanlagen sind und generell eine hohe „Eigenverbrauchsmotivation“ besteht¹⁴³. Damit würde dieses Segment auch weiterhin zu großen Teilen aus Anlagen bestehen, die selbstverbrauchsoptimiert und damit tendenziell kleiner sind, als Volleinspeiseanlagen auf derselben Dachfläche (vgl. dazu die untenstehende Diskussion der Anreizwirkung zur möglichst weitgehenden Ausschöpfung des jeweiligen Dachflächenpotenzials).

¹⁴² Zu berücksichtigen ist, dass die Vergütungssätze für einzelne Anlagen leistungsgewichtet ermittelt werden und dass bei Anlagen bis 100 kW in der Festvergütung 0,4 ct/kWh von den anzulegenden Werten abzuziehen sind.

¹⁴³ Vgl. bspw. die im Rahmen des Speichermonitorings 2018 erhobenen Motivationsgründe für den Kauf von PV-Batteriespeichern: jeweils mehr als 80 % der Befragten geben die Absicherung gegenüber steigenden Strompreisen und einen Beitrag zur Energiewende als Gründe an.

Bei der parallelen Förderung von Volleinspeise- und Eigenversorgungsanlagen sind die Wechselwirkungen zwischen den Systemen und mögliche Anreize zum „Cherry Picking“ zu berücksichtigen. In Monaten, in denen hohe Selbstverbrauchsanteile möglich sind, bestehen hohe Anreize zur Eigenversorgung. Das ist vor allem in der Übergangszeit, im Winter sowie ggf. im Sommer zum Betrieb von Klimaanlage der Fall. In Monaten mit geringem Selbstverbrauch und hohen Überschüssen ist dagegen das Volleinspeisesegment tendenziell attraktiver. Soll „Cherry Picking“ vermieden werden, sind folglich die Wechselmöglichkeit zwischen dem Volleinspeise- und Eigenversorgungstarif zu beschränken. Ein vollständiges Wechselverbot ist aus Sicht der Autoren allerdings nicht ratsam. So sind bestimmte Fälle denkbar, die einen einmaligen Wechsel von der Eigenversorgung zur Volleinspeisung oder vice versa rechtfertigen. Ein Anlass kann z. B. die Veräußerung der PV-Anlage bzw. des Gebäudes einschließlich der PV-Anlage sein. Zudem können Veränderungen im Verbrauchsverhalten oder bei den Strombezugskonditionen die Eigenversorgung dauerhaft unattraktiv werden lassen. Im EEG-Entwurf ist geregelt, dass die erhöhte Volleinspeisevergütung nur in Anspruch genommen werden darf, wenn in einem Kalenderjahr der erzeugte Strom vollständig eingespeist wird und dies dem Netzbetreiber vor dem 1.12. des vorangegangenen Kalenderjahrs in Textform mitgeteilt wurde. Damit scheidet ein saisonaler Wechsel aus.

Bei der Diskussion gilt es zu berücksichtigen, dass das EEG ähnlich gelagerte Optimierungen im Zusammenhang dem Wechsel der Veräußerungsform gegenwärtig gestattet. So können Anlagen, die nicht unter die Direktvermarktungspflicht fallen (im wesentlichen Bestandsanlagen), nach §21 b EEG 2021 grundsätzlich monatlich vom Festvergütungssystem in das System der sonstigen Direktvermarktung wechseln. So können die Betreiber in Zeiten hoher Marktwerte im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung von diesen profitiert und in Zeiten von Marktwerten unterhalb des jeweiligen Vergütungssatzes zurück in die Festvergütung wechseln.

Die Förderung von Volleinspeiseanlagen adressiert auch einen großen Teil der vermieteten Mehrfamilienhäuser. Für diese ist Eigenversorgung nicht möglich, in Frage kommen jedoch Mieterstromanlagen. Wie in Kapitel 2 bereits dargelegt wurde, sind EEG geförderte PV-Mieterstromkonzepte vergleichsweise komplex und deshalb wenig verbreitet. Neben den in Kapitel 2 diskutierten Verbesserungsvorschlägen an der EEG-Mieterstromförderung wird mit einem Volleinspeisesegment das große Potenzial von vermieteten Gebäuden angesprochen, für die zwar grundsätzlich eine PV-Anlage, aber kein Mieterstromkonzept in Frage kommt.

Anreize zur Ausnutzung der Dachflächen

PV-Anlagen, die zur Eigenversorgung genutzt werden, werden häufig kleiner als die zur Verfügung stehende Dachfläche dimensioniert, weil dann größere Teile des erzeugten PV-Stroms selbst verbraucht werden können. Die damit einhergehende unzureichende Ausschöpfung des jeweiligen Dachflächenpotenzials ist angesichts der ambitionierten Ausbauziele, aber auch mit Blick auf die höheren Kosten kleinerer Anlagen nicht ideal. Eine nachträgliche Erweiterung der Anlage ist zwar denkbar, jedoch i.d.R. teuer, weil Fixkosten erneut anfallen (bspw. Aufbau Gerüst, Materialtransport, Planung, etc.) und der Betreiber so nicht von Skaleneffekten profitiert. Es muss deshalb davon ausgegangen werden, dass nur in wenigen Fällen eine nachträgliche Anlagenerweiterung erfolgt.

Oft ist das Kriterium, welcher Anteil des jährlich erzeugten PV-Stroms selbst genutzt werden kann, ein entscheidendes Vertriebs-/Marketinginstrument und letztlich ein Kaufgrund seitens der Anlagenbetreiber. Insbesondere im Haushaltsbereich wird mit den hohen vermiedenen

Strombezugskosten gegenüber den niedrigen Einspeisevergütungen argumentiert¹⁴⁴. Bild 5.5 zeigt exemplarisch für den Fall eines Haushalts mit einem Jahresstromverbrauch von 4.500 kWh den PV-Selbstverbrauchsanteil in Abhängigkeit von der PV-Anlagenleistung. Dabei wird deutlich, dass für kleinere Anlagenleistungen die Selbstverbrauchsanteile in zunehmendem Maße steigen. Während im Falle einer 10 kW-Anlage 16 % des PV-Stroms selbst verbraucht werden können, sind es für eine 5 kW-Anlage bereits 28 %.

Selbstverbrauchsanteil

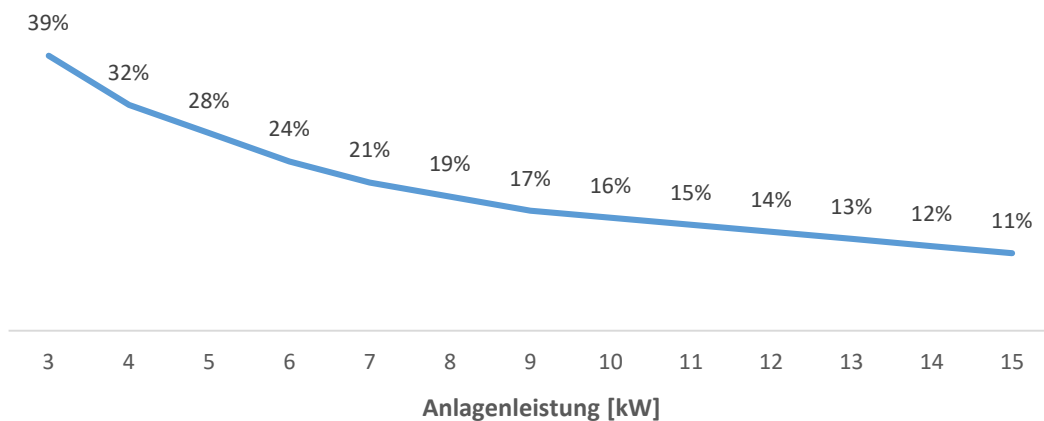


Bild 5.5: *Selbstverbrauchsanteil der PV-Jahreserzeugung in Abhängigkeit von der Anlagenleistung für einen Jahresstromverbrauch von 4.500 kWh (berechnet mit <https://solar.htw-berlin.de/rechner/unabhaengigkeitsrechner/>)*

Absolut betrachtet steigen die Selbstverbrauchsmengen mit steigender Anlagenleistung zwar an: für den betrachteten Haushalt mit 4.500 kWh Jahresverbrauch liegt der absolute PV-Selbstverbrauch für eine 5 kW-Anlage bei rund 1.300 kWh, für eine 10 kW-Anlage bei knapp 1.500 kWh. Darüber hinaus führt jede weitere Steigerung der Anlagengröße nur noch zu einem sinkenden Grenznutzen hinsichtlich des selbst verbrauchten PV-Stroms. Nur über Lastverschiebung oder zusätzliche Verbraucher könnte der Selbstverbrauch weiter erhöht werden. Das heißt: nicht nur hinsichtlich des Selbstverbrauchsanteils, sondern auch mit Blick auf die absoluten Selbstverbrauchsmengen bestehen Anreize, die Größe der Anlage zu begrenzen, weil der Zusatznutzen zum Selbstverbrauch gering ist.

Für Volleinspeiseanlagen entfällt das beschriebene Kalkül, da es keine zwei Erlösströme (davon einer deutlich attraktiver) gibt, sondern nur einen, womit keine Anreize zur Unterdimensionierung der Anlage bestehen. Mit einer kostendeckenden Einspeisevergütung für Volleinspeiseanlagen wird deshalb eine wichtige Voraussetzung dafür geschaffen, das vorhandene Dachflächenpotenziale besser ausgenutzt werden. Sie kann jedoch nicht sicherstellen, dass dies tatsächlich immer der Fall ist, da viele Einflussfaktoren die Auslegung einer Anlage bestimmen. Darüber hinaus bestehen in der Praxis aufgrund der EEG-Regelungen verschiedene Ankerpunkte, die die Auslegung beeinflussen. So stellen insbesondere die Leistungsstufen, die zur Ermittlung der Vergütungssätze zur Anwendung kommen (10 bzw. 40 kW) sowie die Grenze zur Direktvermarktungspflicht bei 100 kW Fixpunkte dar, die auch weiterhin bestehen werden.

¹⁴⁴ Quaschnig, V.; Weniger, J.; Bergner, J.: Vergesst den Eigenverbrauch und macht die Dächer voll. PV-Symposium 2018, April 2018. <https://www.volker-quaschnig.de/downloads/Staffelstein-2018-Quaschnig.pdf>

Die beschriebenen Anreize zur vollständigen Dachbelegung wirken nur auf Volleinspeiseanlagen. Wenn sich ein potenzieller Anlagenbetreiber zu einer Investition in eine Eigenversorgungsanlage entschließt, besteht weiterhin der geschilderte Anreiz zur „Eigenverbrauchsoptimierung“. Denkbar wäre in diesem Kontext ein Bonus für eine vollständige bzw. größtmögliche Ausnutzung der jeweiligen Dachfläche. Der Bonus würde für Eigenversorgungsanlagen ausgezahlt werden, wenn beispielsweise mindestens 90 % der geeigneten Dachfläche mit einer PV-Anlage belegt werden. Dabei stellen sich zwei relevante Fragen, zum einen zur Definition der geeigneten Dachfläche und zum anderen zum Nachweiseverfahren. Die Definition der geeigneten Dachfläche sollte sehr eng angelehnt werden an die entsprechende Definition der kommenden PV-Pflicht. Der Nachweis könnte so gestaltet werden, dass dem Netzbetreiber eine Fachunternehmererklärung (vgl. z. B. diejenige des BAFA zur BEG) vorgelegt werden muss.

Zur geeigneten Höhe eines solchen Bonus kann keine Aussage getroffen werden. Aufgrund der in Kapitel 5.4.1 beschriebenen großen Heterogenität bei Eigenversorgungsanlagen bestehen hohe Parametrierungsrisiken. Die Parametrierung ist in diesem Kontext auch dadurch erschwert, dass kein fester Zusammenhang zwischen der Anlagengröße und der selbst verbrauchten Strommenge besteht¹⁴⁵. So sind im Industrie- und Gewerbebereich sehr unterschiedliche Lastprofile vorzufinden. Die Ableitung eines eindeutigen Zusammenhangs zwischen der Vergrößerung der Anlage und der Erhöhung der Selbstverbrauchsmenge ist damit nicht möglich.

Zu berücksichtigen sind weiterhin potenzielle Mitnahmeeffekte. Diese können entstehen, wenn die Dachfläche auch ohne Bonus vollständig ausgeschöpft werden würde. Denkbar ist dies bei Gebäuden bzw. Verbrauchern mit saisonalem Stromverbrauch (bspw. bei der Klimatisierung von Gebäuden), bei Gebäuden mit kleiner Dachfläche im Relation zum Stromverbrauch oder bei kleinen Gebäuden (z. B. bei dreistöckigen Reihenhäusern mit geringer Grund-/Dachfläche).

Zu beachten ist, dass auch beihilferechtliche Konflikte entstehen könnten, sofern die „Basisvergütung“ bereits kostendeckend angelegt ist und der Bonus aus Sicht der EU KOM zu einer Überförderung führen würde. Der umgekehrte Fall (Malus für nicht vollständige Dachflächenausnutzung) erscheint angesichts der ambitionierten Ausbauziele nicht zielführend.

Förderwirkungen, Verteilungseffekte und Reformbedarf der Netzentgeltstruktur

Wie bereits dargelegt erfordert die direkte Förderung von Volleinspeiseanlagen im Vergleich zur indirekten Förderung der Eigenversorgung substantiell höhere EEG-Vergütungen. Die Differenzkosten des EEG, die sich aus den Vergütungszahlungen abzüglich der Einnahmen aus der Stromvermarktung ergeben, fallen bei der direkten Förderung entsprechend höher aus. Im bestehenden System werden die Differenzkosten über die EEG-Umlage finanziert. Die direkte Förderung erhöht damit die Strompreise für Verbraucher, was unter anderem zu weiteren Hemmnissen bei der Sektorkopplung führt. Der Preiseffekt ist heute jedoch vergleichsweise gering. Während die Anlagen- bzw. Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Dachanlagen im Laufe des letzten Jahrzehnts erheblich gesunken sind, schlugen die Börsenstrompreise zuletzt eine stark gegenläufige Entwicklung ein. Selbst wenn der aktuelle Höhenflug nicht von Dauer ist, dürften die Börsenstrompreise - nicht zuletzt aufgrund der CO₂-Bepreisung - langfristig über dem Vorkrisenniveau liegen. Da die Differenzkosten des EEG ab dem Jahr 2023 jedoch ohnehin über den Bundeshaushalt finanziert werden sollen, stellt der Strompreiseffekt der direkten Förderung kein Hemmnis mehr dar für die Sektorkopplung.

¹⁴⁵ Am ehesten ist dies noch im Einfamilienhausbereich der Fall. Dort liegen insgesamt ähnliche Lastprofile und geringe Lastverschiebepotenziale vor. Mit zunehmender Durchdringung mit neuen Verbrauchern (Elektromobilität, Wärmepumpen) erhöht sich jedoch auch dort die Heterogenität.

Im Falle der Eigenversorgung liegt eine indirekte Förderung vor, da auf selbst verbrauchten Strom keine Steuern, Abgaben und Umlagen¹⁴⁶ entrichtet werden müssen. Daraus resultieren zum einen Mindereinnahmen der öffentlichen Hand (Stromsteuer, Konzessionsabgaben) und Verteilungseffekte, weil Netzkosten und die Kosten sonstiger Abgaben und Umlagen auf einen geringeren Letztverbrauch umgelegt werden und damit pro kWh höher liegen. Im Fokus der Diskussion stehen in diesem Zusammenhang die Netzentgelte. So formuliert auch der Koalitionsvertrag der aktuellen Regierungsparteien auf Bundesebene, dass eine Reform der Netzentgelte vorangetrieben werden soll. In der bereits seit längerem geführten Diskussion über eine Netzentgeltreform standen in der Vergangenheit unterschiedliche Probleme im Vordergrund, die mit einer Reform adressiert werden sollten. Dabei spielten Anreize für systemisch ineffizient hohe Selbstversorgungsquote und damit verbundene „Entsolidarisierungseffekte“ bei der Netzrefinanzierung durch Nutzer von Eigenversorgungskonzept lange eine große Rolle. Zuletzt gewann die Diskussion um Hemmnisse für die Entwicklung von Sektorkopplungstechnologien und bei einem systemdienlichen Einsatz von lokaler Flexibilität an Bedeutung. Bei allen drei Problemfeldern spielen die je nach Netznutzer hohen kWh-bezogenen Entgelte (Arbeitspreise) sowie die ausschließlich an der individuellen Bezugsspitzen orientierten Leistungspreise eine Rolle. Mit Blick auf die Setzung möglichst effizienter Anreize für den Einsatz lokaler Flexibilitätsoptionen (z. B. bei Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge, aber auch Batterien etwa in PV-Batterie-Speichersystemen) werden z. B. zeitvariable, vom Netz- und Systemzustand abhängige Netzentgelten vorgeschlagen. Auch wenn diese primär mit Blick auf die genannten lokalen Flexibilitätsoptionen vorgeschlagen werden, würden solche Ansätze auch helfen die oben beschriebenen ineffizienten Anreiz, die heute im Zusammenhang mit der Selbstverbrauchsoptimierung entstehen zu lindern: So verringert sich etwa der Anreiz Verbrauch in Stunden mit hoher PV-Erzeugung zu verlagern, nur um die Selbstverbrauchsquote zu optimieren, wenn aber zugleich netztechnisch ein Einsatz zu anderen Zeiten nutzbringender wäre. In diesen Zeiten wäre dann – angezeigt durch entsprechend niedrige variable Netztarife – der Strombezug aus dem Netz günstiger und eine Verlagerung aus diesen Zeit weg und hin zu Stunden mit eigener PV-Erzeugung wäre zumindest weniger stark angereizt. Ähnliche Zusammenhänge lassen sich auch für andere Reformvorschläge bzgl. der Netzentgeltsystematik diskutieren. Insgesamt lässt sich festhalten, dass eine geeignete Reform der Netzentgelte helfen könnte, einige problematische Anreize, die aus systemischer Sicht heute mit der Selbstverbrauchsoptimierung bei Eigenversorgungskonzepten einhergehen, zu lindern. In unterschiedlichem Umfang können solche Reformvorschläge die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungskonzepten generell beeinflussen und dessen indirekte Förderung absenken. Dies würde dann eine zusätzliche, direkte Förderung erfordern.

5.4.3.2 Atmender Deckel

Die anzulegenden Werte für Photovoltaikanlagen werden seit dem EEG 2009 auf Basis eines dynamischen Degressionsmechanismus angepasst – dem sogenannten „atmenden Deckel“.¹⁴⁷ Übersteigt der Bruttozubau den anvisierten Zielkorridor, wird die Vergütung stärker gekürzt. Im umgekehrten Fall wird die Degression ausgesetzt oder die Vergütung erhöht. Je weiter sich der Bruttozubau vom Zielkorridor entfernt, desto stärker fällt die Anpassung aus. Bild 5.6 zeigt die

¹⁴⁶ Zum Stand der Berichterstellung ist auf selbst verbrauchten Strom 40 % der EEG-Umlage zu entrichten. Durch die geplante Finanzierung der EEG-Differenzkosten aus dem Bundeshaushalt wird die Umlage jedoch spätestens ab 2023 auf null sinken, womit auf selbst verbrauchten Strom keine EEG-Umlage fällig wird.

¹⁴⁷ Der Begriff „atmender Deckel“ ist erst mit dem EEG 2012 gebräuchlich geworden, der zugrundeliegende Degressionsmechanismus wurde jedoch mit dem EEG 2009 eingeführt.

aktuelle Ausgestaltung des Degressionsmechanismus gemäß § 49 EEG 2021. Bei einem annualisierten Bruttozubau zwischen 2.100 und 2.500 MW greift die Basisdegression in Höhe von 0,4 %, wobei ausschließlich Photovoltaikanlagen eingerechnet werden, deren anzulegende Werte gesetzlich bestimmt werden. Abseits davon kann die monatliche Degression auf bis zu 2,5 % steigen. Vergütungsanhebungen erfolgen quartalsweise und sind in der Spitze auf 3 % beschränkt. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die Progressionssätze in Bild 5.6 in monatliche Werte überführt.

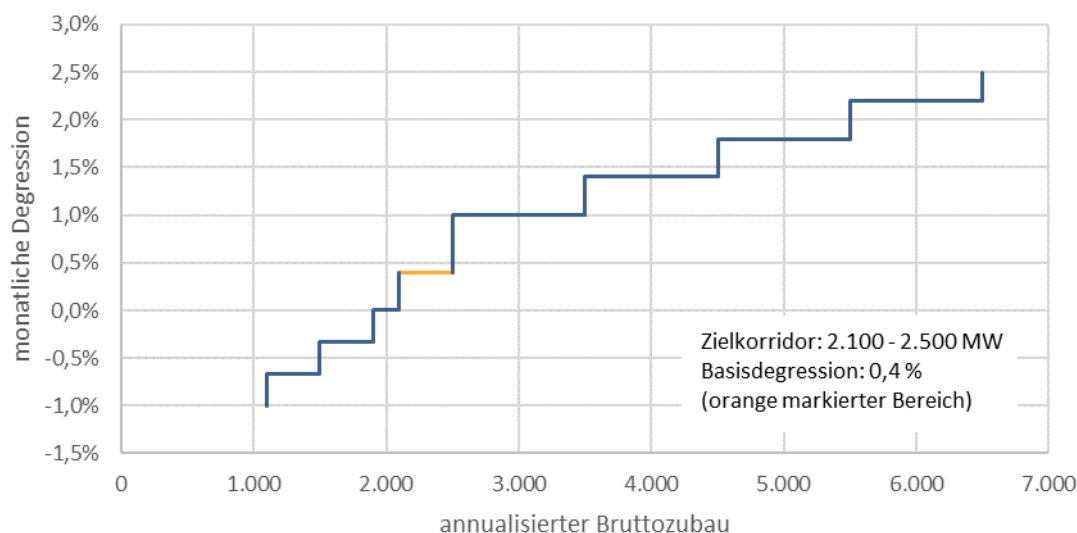


Bild 5.6 Absenkung der anzulegenden Werte für Strom aus solarer Strahlungsenergie gemäß § 49 EEG 2021. In Anlehnung an Öko-Institut für UBA (2021).¹⁴⁸

Der atmende Deckel hat zuletzt zu drastischen Vergütungskürzungen geführt. So lag die monatliche Degression in den Jahren 2020 und 2021 bei durchschnittlich 1,4 %. Um zu verhindern, dass angesichts der ambitionierten PV-Ausbauziele der Dachanlagenmarkt infolge weiterer Kürzungen schrumpft bzw. dass im Falle einer Einführung einer Volleinspeisevergütung die Förderhöhe zu schnell absinkt, ist der Degressionsmechanismus zeitnah zu reformieren bzw. neu zu parametrieren. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden erforderliche Anpassungen sowie mögliche Alternativen erörtert.

Zieladäquate Ausgestaltung des atmenden Deckels

Der atmende Deckel erlaubt im Grundsatz eine automatische und – verglichen mit Gesetzgebungsverfahren – schnelle Reaktion auf eine Verfehlung der Ausbauziele. Die Kopplung an den Bruttozubaubau vorangegangener Monate zieht ebenfalls eine gewisse Latenzzeit nach sich, ist jedoch durch den inzwischen auf drei Monate verkürzten Bezugszeitraum relativ schnell. Die aktuelle Parametrierung des atmenden Deckels ist jedoch in erster Linie auf die Eindämmung der Förderkosten bei Zielüberschreitungen ausgerichtet. Öko-Institut (UBA 2021) empfiehlt daher eine Neuausrichtung des Degressionsmechanismus hinzu einer „atmenden Hebebühne“. Hierzu müsse der Zielkorridor auf einen adäquaten Wert angehoben, großzügiger gefasst und der Progressionsbereich gestärkt werden. Die Autoren unterstreichen, dass das Element der Vergütungserhöhung angesichts der ambitionierten Ausbauziele der neuen Bundesregierung sowie

¹⁴⁸ Die Anhebung der Vergütungssätze erfolgt gemäß § 49 Abs. 3 EEG 2021 einmalig im Quartal. Um die Vergleichbarkeit zu erhöhen, wurden Progressionssätze in monatliche Werte überführt.

jüngst gestiegener Anlagenpreise und der hohen Teuerungsrate zumindest temporär an Bedeutung gewinnt.

Fixe Degression

Eine denkbare Alternative zum atmenden Deckel ist die Festlegung eines fixen Degressionsatzes, der in regelmäßigen Abständen evaluiert und bei Bedarf im Zuge der jeweils nächsten EEG-Reform angepasst wird. Ein zentraler Vorteil liegt in der geringen Komplexität dieser Option. Diese wird jedoch durch eine geringere Flexibilität bzw. Reaktionsgeschwindigkeit erkauft, da jede Änderung den Gesetzgebungsprozess, einschließlich Notifizierung durch die EU-Kommission – durchlaufen muss. Zudem ist die Festlegung eines längerfristig angemessenen Degressionsatzes schwierig und eine fortwährende Senkung der Stromgestehungskosten – wie oben erläutert – keinesfalls sicher.

Festlegungskompetenz bzw. Verordnungsermächtigung

Um die Reaktionsgeschwindigkeit im Falle eines fixen Degressionsatzes zu erhöhen, sind mit einer Festlegungskompetenz bzw. einer Verordnungsermächtigung grundsätzlich zwei Alternativen zum formalen Gesetzgebungsprozess denkbar. Zum einen könnte die Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz zur Anhebung, Aussetzung oder Senkung der Degression erhalten. Eine entsprechende Kompetenz hat die Bundesbehörde bereits heute für die Festlegung von Höchstwerten in den Ausschreibungen (siehe § 85 EEG 2021). So darf die Bundesnetzagentur die Höchstwerte einmalig für die folgenden 12 Kalendermonate um 10 % nach unten oder oben korrigieren, wenn sich Anhaltspunkte dafür ergeben, dass der aktuelle Höchstwert zu hoch oder zu niedrig ist. Analog dazu könnte eine Verordnungsermächtigung für eine (beschränkte) Anpassung der Vergütungssätze im EEG verankert werden.

Kopplung an die Lernkurve

Kostenprognosen für die Photovoltaik stützen sich häufig auf die Lernkurventheorie (Rech et al. 2021). Diese besagt, dass sich die Produktionskosten eines Gutes mit der Verdopplung der kumulierten Produktionsmenge immer um denselben Faktor reduzieren. Auch das Konzept des atmenden Deckels baut in seinem Ursprung auf dieser Theorie auf. Der Anteil der reinen Modulkosten an den Gesamtkosten variiert jedoch mit der Anlagengröße und liegt heute nur noch in einem Bereich von 30 bis 40 %. Je kleiner die Anlage, desto höher ist der Anteil der sogenannten Balance-of-System-Kosten (BoS). Diese beinhalten unter anderem die Kosten für Planung, Montagesysteme und Installation und sind der Treiber für den aktuellen Anstieg der Photovoltaik-Systempreise (s. o.). Die Lernkurve für PV-Module ist damit keine hinreichende Grundlage zur Abschätzung der Systempreisentwicklung.

Indexierung

Im Rahmen der ständigen Weiterentwicklung des EEG wurde verschiedentlich diskutiert, die Vergütung an einen Index bzw. eine Kombination verschiedener Indizes zu koppeln. Denkbar ist z. B. die Kopplung der Vergütung an (internationale) Rohstoffpreise, den Verbraucherpreisindex, das Lohnniveau oder die Zinsentwicklung. Da der Einfluss einzelner Faktoren nicht zuletzt von der Anlagengröße und der konkreten Anlagentechnologie (hier: Modultyp) abhängt, wurde diese Optionen bislang immer wieder verworfen.

Kopplung an Ausschreibungsergebnisse

Eine weitere Option besteht darin, die Vergütung an die Ergebnisse eines bestimmten Ausschreibungsverfahrens zu koppeln. Im konkreten Fall läge eine Kopplung an die Ergebnisse der Ausschreibungen für Solaranlagen des 2. Segments nahe. Schon heute sieht das EEG entsprechende

Regelungen vor: Gemäß § 46 EEG 2021 werden der anzulegende Werte für Pilotwindenergieanlagen und Windenergieanlagen bis zu einer installierten Leistung von 750 kW aus den Gebotswerten des Vorjahres berechnet. Problematisch ist dabei, dass sich die Zuschlagswerte, z. B. bei mangelndem Wettbewerb, von den reinen Erzeugungskosten (LCOE) entfernen können (siehe Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land). Dies schmälert nicht nur die Förderkosteneffizienz, sondern kann auch zu Vergütungssprüngen führen, die die Planungssicherheit der Investoren reduziert.¹⁴⁹

Fazit

Die Autoren sprechen sich für eine Neujustierung des atmenden Deckels aus. Der Zielkorridor ist hierzu an das Ambitionsniveau der neuen Bundesregierung anzupassen und sollte – wie von UBA (2021) vorgeschlagen – breiter gefasst werden. Die Degressionssätze – einschließlich der Basisvergütung – sollten entschärft und die Progressionssätze gestärkt werden.

¹⁴⁹ Bedingt durch die Sondereffekte im Zusammenhang mit den besonderen Ausschreibungsbedingungen für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2017 sprangen die Fördersätzen für Windenergieanlagen an Land, die nicht an den Ausschreibungen teilnehmen müssen, von 4,63 ct/kWh in 2019 auf 6,04 ct/kWh in 2020.

A Literatur

- (Agora 2020) Local Energy Consulting (2020). Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende. Handlungsempfehlungen für eine umfassende Akzeptanzpolitik. Impuls im Auftrag von Agora Energiewende. Verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_07_EE-Akzeptanz/182_A-EW_Akzeptanz-Energiewende_WEB.pdf
- (Agora 2021) Agora: Ein beihilfefreies und schlankeres EEG, Oktober 2021. Verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/ein-beihilfefreies-und-schlankeres-eeg/>
- (Agora/RAP 2020) Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project (2020). Wie weiter nach der EEG-Förderung? Solaranlagen zwischen Eigenverbrauch und Volleinspeisung. Verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_06_goldenes_solarende/A-EW_188_Weiterbetrieb_PV-Anlagen_WEB.pdf
- (AIB 2020) AIB (Association of Issuing Bodies) (2020): Transforming. Annual Report 2019. Brussels. URL: <https://www.aib-net.org/sites/default/files/as-sets/news-events/annual-re-ports/AIB%20Annual%20Report%202019%20web.pdf>.
- (AIB 2021) AIB (2021): European Residual Mixes. Results of the calculation of Residual Mixes for the calendar year 2020. Brussels. URL: https://www.aib-net.org/sites/default/files/as-sets/facts/residual-mix/2020/AIB_2020_Residual_Mix_Results.pdf.
- (Ariadne 2021) KOPERNIKUS-PROJEKT ARIADNE (Hrsg.). Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich [online]. Oktober 2021. Verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitat-2045-szenarienreport/>
- (BDEW 2021) BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT (BDEW). Die Energiewende braucht einen PV-Boom. Die Photovoltaik-Strategie des BDEW [online]. Mai 2021. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/1000_Die_Energiewende_braucht_einen_PV-Boom.pdf
- (BDI 2021) BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN INDUSTRIE E. V. (BDI). Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. [online]. Oktober 2021. Verfügbar unter: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>
- (BEE 2021) BUNDESVERBAND ERNEUERBARE ENERGIE E.V. Das „BEE-Szenario 2030“. 65 Prozent Treibhausgasreduzierung bis 2030 [online]. April 2021. Verfügbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20210416_BEE-Szenario_2030_final.pdf
- (BMU 2021) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2021): Richtlinie zur Förderung von Klimaschutzprojekten im kommunalen Umfeld (Kommunalrichtlinie). Verfügbar unter https://www.klimaschutz.de/sites/default/files/2022_NKI_Kommunalrichtlinie%20des%20BMU.pdf
- (BMWi 2017) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017). Eckpunktepapier Mieterstrom. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-mieterstrom.pdf?__blob=publication-File&v=8
- (BMWi 2017a) CONSENTEC, FRAUNHOFER ISI, und IFEU - INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG GMBH. Langfristszenarien für die

- Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2017. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- (BMWi 2018) NEON NEUE ENERGIEÖKONOMIK und CONSENTEC. Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin, 2018. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10.
- (BMWi 2019) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019). Abschlussbericht. Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch Beschaffung in Deutschland. Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- (BMWi 2019a) NAVIGANT, CONSENTEC, FRAUNHOFER ISI, TAKON, ZENTRUM FÜR SONNENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG, und NEON NEUE ENERGIEÖKONOMIK. Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien (im Auftrag des BMWi). 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/evaluierungsbericht-der-ausschreibungen-fuer-erneuerbare-energien.pdf;jsessionid=DC2B52DAEF1334455004E0EBFA154653?__blob=publicationFile&v=7
- (BMWi 2021) BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Altmaier: „Europäische Kommission genehmigt EEG 2021“. Pressemitteilung. 2021. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/04/20210429-europaeische-kommission-genehmigt-eeg-2021-signal-fuer-rechtssicherheit.html>
- (BMWi/AGEE-Stat 2021) BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); (Stand: Februar 2021). März 2021. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020.pdf;jsessionid=3368E3748910DDE9B43FD3B34BB0C593?__blob=publicationFile&v=31
- (BNE 2019) Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (2019). Diskussionspapier der Branche zur Mieterstromförderung nach EEG 2017. https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2019/20190906_Diskussionspapier_Mieterstrombranche.pdf
- (BNetzA 2014) BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2014. Bonn, 2014. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf
- (BNetzA 2014a) BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2013. Bonn, 2014. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf

Literatur

- (BNetzA 2016) BUNDESNETZAGENTUR. 3. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2015 / Viertes Quartal. 2016. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf
- (BNetzA 2017) BUNDESNETZAGENTUR. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - 4. Quartal und Gesamtjahr 2016. 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf
- (BNetzA 2018) BUNDESNETZAGENTUR. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - 4. Quartal und Gesamtjahr 2017. 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf
- (BNetzA 2019) BUNDESNETZAGENTUR. Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - 4. Quartal und Gesamtjahr 2018. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf
- (BNetzA 2020) BUNDESNETZAGENTUR. Zahlen zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Gesamtjahr 2019. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf
- (BNetzA 2021) Bundesnetzagentur (2021). Mieterstromzuschlag – Änderungen für Neuanlagen (Inbetriebnahme ab 1. Januar 2021). Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/EEGAufsicht/Mieterstrom/Mieterstrom_node.html
- (BNetzA 2021b) Bundesnetzagentur (2021): Monitoringbericht 2020. März 2021. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html
- (BNetzA 2021c) BUNDESNETZAGENTUR. Quartalbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2020. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf
- (BNetzA/BKartA 2021) Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2021). Monitoringbericht 2020, S.167. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- (Boos, 2021) Boos, 2021, Umsetzung der EU-Richtlinie zur Förderung der Eigenversorgung aus Erneuerbaren Energien und der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften durch das EEG 2021?, S. 14.
- (Brummer 2018) Brummer, V. (2018): Community energy – benefits and barriers. A comparative literature review of Community Energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 94, S. 187–196. DOI: 10.1016/j.rser.2018.06.013.
- (BSW 2021) BUNDESVERBAND SOLARWIRTSCHAFT E.V. (BSW-SOLAR). Empfehlungen der Solarwirtschaft für ein 100-Tage-Solar-Beschleunigungsgesetz [online]. September 2021. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/wp-content/uploads/2021/09/bsw_empfehlungen_100tage_btw.pdf
- (Bundesrat 2015) BUNDESRAT. Drucksache 511/15: Entschließung des Bundesrates zum Erfordernis einer Regionalisierungskomponente für die Ausschreibung bei

- Wind an Land. 2015. Verfügbar unter: [https://www.bundesrat.de/Shared-Docs/drucksachen/2015/0501-0600/511-15\(B\).pdf?__blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesrat.de/Shared-Docs/drucksachen/2015/0501-0600/511-15(B).pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- (Bundesregierung 2015) DEUTSCHE BUNDESREGIERUNG. Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien [online]. 2015. [Zugriff am: 10. Februar 2022]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-zur-einfuehrung-von-ausschreibungen-der-finanziellen-foerderung-fuer-freiflaechenanlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- (Bundesregierung 2017) Entwurf eines Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- (Bundestag 1999) DEUTSCHER BUNDESTAG. Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) sowie zur Änderung des Mineralölsteuergesetzes. 13. Dezember 1999. Drucksache 14/2341. Verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/private/active/0/2-GesEntw_BT-Ds_14-2341.pdf
- (Bundestag 2016) DEUTSCHER BUNDESTAG. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016). 21. Juni 2016. Drucksache 18/8860. Verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BT-Drs_18-8860_160621_0.pdf
- (Bundestag 2020) Deutscher Bundestag (2020). Drucksache 19/25326 – Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. Verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/19/253/1925326.pdf>
- (Bundestag 2020) Kurzstellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT 19/20429) (Kurzstellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT 19/20429)), 19(9)721, Deutscher Bundestag - 19. Wahlperiode, Ausschuss für Wirtschaft und Energie, Öffentliche Anhörung am 09.09.2020. <https://www.bundestag.de/re-source/blob/710892/4bbaab25aafad35dae04d353a4c1419f/stgn-sv-maurer-data.pdf>
- (Bundestag 2020a) DEUTSCHER BUNDESTAG. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. 19. Oktober 2020. Drucksache 19/23482. Verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2020-10/20201019_BT-Drs_19-23482.pdf
- (dena 2019) Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2019). dena-Marktmonitor 2030 „Corporate Green PPAs“. Berlin.
- (dena 2020) Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2020). „Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse“. Berlin.
- (Dena 2021) DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA) (Hrsg.). dena Leitstudie. Aufbruch Klimaneutralität [online]. Oktober 2021. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf

Literatur

- (Destatis 2019) Statistisches Bundesamt (2019). Wohnen in Deutschland. Zusatzprogramm des Mikrozensus 2018. Verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/wohnen-in-deutschland-5122125189005.xlsx?__blob=publicationFile
- (Destatis 2020) Statistisches Bundesamt (2020). Daten aus dem Gemeindeverzeichnis. Kreisfreie Städte und Landkreise nach Fläche, Bevölkerung und Bevölkerungsdichte. Verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/04-kreise.html>
- (Destatis 2021) Destatis (2021): Kleine und mittlere Unternehmen. Verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Unternehmen/Kleine-Unternehmen-Mittlere-Unternehmen/_inhalt.html
- (Destatis 2021) Statistisches Bundesamt (2021). Genesis-Online. Die Datenbank des Statistischen Bundesamtes. Statistik 31231-0003 Fortschreibung Wohngebäude und Wohnungsbestand. Verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=statistic&levelindex=&levelid=&code=31231&option=table&info=on#abreadcrumb>
- (DIHK 2021) Deutscher Industrie- und Handelskammertag (2021): Energiewende-Barometer 2021 der IHK-Organisation. Unternehmensumfrage zur Umsetzung der Energiewende. Verfügbar unter <https://www.dihk.de/resource/blob/58460/aca53bacc14cea080320089a6c57214b/energiewende-barometer-2021-data.pdf>
- (DIHK 2021) Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. (DIHK) (2021): Energiewende-Barometer 2021 der IHK-Organisation. Unternehmensumfrage zur Umsetzung der Energiewende. Verfügbar unter <https://www.dihk.de/resource/blob/58460/aca53bacc14cea080320089a6c57214b/energiewende-barometer-2021-data.pdf>
- (dpa 2021) Deutsche Presse-Agentur (2021): Die Kosten des Klimaschutzes – Was die Parteien zur EEG-Umlage sagen. Verfügbar unter <https://www.zdf.de/nachrichten/wirtschaft/klimaschutz-kosten-eeg-umlage-100.html>
- (Dröschel et al 2021) Dröschel/Grashof/Hauser, 2021, Stand der Umsetzung der RED II-Richtlinie in Deutschland mit Blick auf die Bürgerenergie, S. 36; Boos, 2021, Umsetzung der EU-Richtlinie zur Förderung der Eigenversorgung aus Erneuerbaren Energien und der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften durch das EEG 2021, S. 14.
- (E&M 2021) Köpke, R. (2021). PPA Barometer. Noch viel Luft nach oben. Erschienen in der Energie & Management Ausgabe August 2021.
- (E-Bridge et al. 2019) NIKOGOSIAN, Vigen, ÖZALAY, Baris, LÜCK, Lara, SCHÖNEFELD, Maik, CHANG, Hao und SPREY, Julian. Regionale Steuerung zur Synchronisation von EE- und Netzausbau. 2019. Verfügbar unter: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/07/20190710_Reg.-Steuerung_MS_innogy_public.pdf<https://iam.innogy.com/ueber-innogy/politik/regionale-steuerung>
- (EC 2021) European Commission (2021): SME definition of the European Commission. Verfügbar unter https://ec.europa.eu/growth/smes/sme-definition_en
- (Ecofys et al. 2015) ECOFYS, CONSENTTEC, FRAUNHOFER ISI, ZSW, TAKON, BBG UND PARTNER und GÖRG PARTNERSCHAFT VON RECHTANWÄLTEN MBB. Ausschreibungen für erneuerbare Energien - Wissenschaftliche Empfehlungen. Berlin, Aachen, Karlsruhe, Stuttgart, Bremen, 2015.

- (Ehrhart et al. 2016) EHRHART, Karl-Martin, JACHMANN, Henning, RAGWITZ, Mario und TIEDEMANN, Silvana. Einfluss des Referenzertragsmodells auf das Bieterverhalten und die Effizienz des Ausschreibungssystems für Windenergie an Land in Deutschland. 2016. Unveröffentlichte Stellungnahme im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Verfügbar unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%27632152%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1
- (Ehrhart et al. 2020) Ehrhart, K.-M., Hanke, A.-K. und Ott, M. (2020), A Small Volume Reduction that Melts Down the Market: Auctions with Endogenous Rationing. SSRN Electronic Journal doi: 10.2139/ssrn.3570389. <https://www.ssrn.com/abstract=3570389>
- (Eksfin 2021) Power purchase guarantee. Verfügbar unter <https://www.eksfin.no/en/products/power-guarantee/>
- (EnBW et al. 2020) EnBW, enviaM, Senec, sonnen, Tesla (2020). Positionspapier Kleine Direktvermarktung für post-EEG-Anlagen. Verfügbar unter https://www.enbw.com/media/presse/docs/gemeinsame-pressemittellungen/2020/20200615_positionspapier_kleine_direktvermarktung.pdf
- (Enera 2020) enera (2020): Das Marktdesign des enera Flexmarktes. Verfügbar unter <https://projekt-enera.de/blog/das-marktdesign-des-enera-flexmarktes/>, zuletzt aktualisiert am 21.08.2020 .
- (energate 2020) TIX, Michaele und WIEDEMANN, Karsten. Brüssel sorgt für entscheidende Änderungen im KWKG. energate messenger. 15. Dezember 2020. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/208074/bruessel-sorgt-fuer-entscheidende-aenderungen-im-kwkg>
- (energate 2021) WIEDEMANN, Karsten. Brüssel genehmigt KWK-Novelle. energate messenger. 4. Juni 2021. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/212669/bruessel-genehmigt-kwk-novelle> Brüssel - Die EU-Kommission hat die Novelle des KWK-Gesetzes beihilferechtlich genehmigt.
- (Energy Brainpool 2020) Huneke, F.; Claußner, M.; Ritter, D.; Seebach, D.; Haller, M. (2020): Monitoring der Direktvermarktung. Jahresbericht 2019 & Ausblick in 2020. Energy Brainpool GmbH & Co. KG; Öko-Institut e.V. Berlin.
- (Energy Brainpool 2021) Huneke, F. et al. (2021). Monitoring der Direktvermarktung. Quartalsbericht 3/2021. Energy Brainpool GmbH & Co. KG; Öko-Institut e.V. Berlin.
- (enervis 2020) enervis energy advisors GmbH (2020). Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025. Verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-07%20Endbericht%20enervis.pdf>
- (ET 2013) MUSIOL, Frank und JACHMANN, Henning. Das Windhöufigkeitsklassenmodell als alternative Standortdifferenzierung der Windstromvergütung im EEG. Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 2013. Jg. 63, Nr. 12, S. 52–55.
- (FA WIND 2015) FA WIND Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land. Berlin, 2015.
- (Fietze et al. 2020) Fietze; Papke; Wimmer; Antoni; Hilpert, Johannes (2020): Der Rechtsrahmen für regionale Peer to Peer-Energieplattformen unter Einbindung von Blockchains. Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 16, zuletzt geprüft am 23.07.2021.
- (Fraunhofer ISI et al. 2015) Fraunhofer ISI, Consentec, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg und BEITEN BURKHARDT

- Rechtsanwaltsgesellschaft mbH (2015), Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG (Diskussionspapier im Auftrag des BMWi). https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/negative-preise-stromgrosshandelsmarkt.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- (Greenfact 2021) Greenfact (2021): New Norwegian government proposes the removal of the GO system. Beitrag vom 14. Oktober 2021. Verfügbar unter: <https://www.greenfact.com/News/1643/New-Norwegian-government-proposes-the-removal-of-the-GO-system>
- (Haus & Grund 2020) Mieterstrom – klimafreundlich und günstig für alle. Verfügbar unter <https://www.hausundgrund.de/sites/default/files/downloads/mieterstrom-broschure.pdf>
- (Hauser 2019) Hauser, E. et al. (2019). Marktanalyse Ökostrom II. Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung, Abschlussbericht, Dessau-Roßlau. Verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/marktanalyse-oekostrom-ii>
- (IfM 2021) Institut für Mittelstandsforschung Bonn (2021): KMU-Definition des IfM Bonn. Verfügbar unter <https://www.ifm-bonn.org/definitionen-/kmu-definition-des-ifm-bonn>
- (ISI et al 2021) LUX, B., SENSFUß, F., BERNATH, C., DEAC, G. und KIEFER, K. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Hauptszenarien. Modul Energieangebot [online]. 1. Dezember 2021. Verfügbar unter: <https://www.langfristszenarien.de/ener-tile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf>
- (IZES 2019) Hauser, E. et al. (2019). Marktanalyse Ökostrom II. Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung, Abschlussbericht, Dessau-Roßlau. Verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/marktanalyse-oekostrom-ii>
- (IZES 2019) Hauser, E. et al. (2019). Marktanalyse Ökostrom II. Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung, Abschlussbericht, Dessau-Roßlau.
- (Kahl 2020) Hartmut Kahl, Markus Kahles (2020): Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf der Industrie—Neue Rechtslage und Reformoptionen, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 50 vom 05.08.2020. Verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/08/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_50_Doppelvermarktungsverbot.pdf
- (Kelm 2022) KELM, Tobias. Impulsbeitrag zu PV-Dachanlagen. Fachgespräch Photovoltaik des BMWK im Rahmen des Stakeholderdialogs zur EEG-Novelle im Sofortprogramm. 18. Februar 2022.
- (Kelm et al. 2019) Kelm, T., Metzger, J., Jachmann, H. (2019). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie – Teilbericht Mieterstrom. Verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-gemaess-paragraph-97-eeg.pdf;jsessionid=6273863FDE5904276E8BE36CC842DBF8?__blob=publicationFile&v=4
- (Kelm et al. 2019b) Kelm, T.; Metzger, J.; Jachmann, H.; Günnewig, D.; Püschel, M.; Schickentanz, S.; Kinast, P.; Thylmann, M.; Nazerian, V.: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-

- Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie, März 2019. Verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf
- (Klimareporter 2018) Vereinbarung zum Energiesammelgesetz und zur Umsetzung des Beschlusses des Koalitionsausschusses am 8.10.2018. 2018. Verfügbar unter: https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2018/10/181030_Energiesammelgesetz_Kompromiss-Papier_final1262.pdf
- (Klobasa et al. 2020) Klobasa, Marian; Pelka, Sabine; Stute, Judith; Kühnbach, Matthias (2020): Beschreibung der Rahmenbedingungen der C/sells-Anwendungsfälle im In- und Ausland. MS 2.016 im Rahmen des Arbeitspakets 2.6 - Evaluation der BUC im Gesamtsystem. Hg. v. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-633621.html>, zuletzt geprüft am 10.08.2021.
- (Klobasa et al. 2021) Klobasa, M.; Bekk, A.; Kühnbach, M.; Pelka, S.; Stute, J.; Sarfarazi, S. et al.: Bewertung der systemischen Auswirkungen der C/sells-Anwendungsfälle. Gesamtbericht der Arbeiten in Arbeitspaket 2.6 des SINTEG-Forschungsprojektes C/sells. DOI: 10.24406/ISI-N-633057.
- (Koalitionsvertrag 2021) SPD, BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNE, und FDP. Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag. 2021. Verfügbar unter: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf
- (KOM 2019) Europäische Kommission (2019): Leitlinien für die Berichterstattung über nichtfinanzielle Informationen: Nachtrag zur klimabezogenen Berichterstattung (2019/C 209/01). Verfügbar unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019XC0620\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019XC0620(01))
- (KOM 2019a) Europäische Kommission (2019): RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung). Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>
- (KOM 2021) EUROPÄISCHE KOMMISSION. State Aid SA.57779 (2020/N) – Germany EEG 2021. . 29. April 2021. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202124/288710_2283746_342_2.pdf
- (Kühner 2021) Kühner, S. (2021). Kontinuität und Visionen: Wie es mit dem Mieterstrom nach der Bundestagswahl weitergehen sollte. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2021/08/20/kontinuitaet-und-visionen-wie-es-mit-dem-mieterstrom-nach-der-bundestagswahl-weitergehen-sollte/>
- (Lehmann et al. 2021) Lehmann, N.; Müller, J.; Ardone, A.; Fichtner, W.; Karner, K. (2021): Regionalität aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen – Eine qualitative Inhaltsanalyse zu Regionalstrom in Deutschland. In: Z Energiewirtsch 45 (1), S. 79–88. DOI: 10.1007/s12398-020-00293-7.
- (Lerm et al. 2018) Lerm, V.; Schäfer-Stradowsky, S.; Albert, D. (2018): Regionale Grünstromvermarktung. Kurzstudie des IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. IKEM.
- (Maaß 2019) Maaß, C., Werner, R., Häseler, S., Mundt, J., Guldenberg, J. (2019): Ökostrommarkt 2025. Wie eine intelligente Steuerung des Ökostrommarktes die Energiewende beschleunigt. Im Auftrag von LichtBlick SE. Hamburg Institut, Hamburg. Verfügbar unter: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/1904_Studie_HAMBURG_INSTITUT_Oekos-trommarkt_2025.pdf

- (Maurer 2016) MAURER, Christoph. Netzausbaugelände und regionale Steuerung für erneuerbare Energien. Präsentation für AG 3 der Plattform Strommarkt. Berlin. 13. Juli 2016.
- (Metzger et al. 2020) Metzger, J., Kelm, T., Fuchs, A.-L., Kahles, M., Fietze, D. (2020). Analyse der Stromeinspeisung ausgeführter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs. Kurztgutachten. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/climate_change_10_2020_weiterbetrieb_ausgefoerderte_photovoltaik.pdf
- (Öko-Institut 2017) Ruppert-Winkel, Chantal; Böhm, Madeleine; Brunn, Christoph; Funcke, Simon; Kress-Ludwig, Michael; Papke, Katharina, und Scherf, Cara-Sophie (2017): Nachhaltiges Handeln in Unternehmen und Regionen. Ein Wegweiser für den Ausbau und die Kommunikation von sozialen und ökologischen Aktivitäten insbesondere von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) in ländlichen Regionen. Verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wegweiser-nachhaltiges-Handeln-KMU.pdf>
- (Öko-Institut 2021) RITTER, David, BAUKNECHT, Dierk und KRIEGER, Susanne. Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen [online]. Oktober 2021. Umweltbundesamt. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/wirtschaftlichkeit-von-photovoltaikdachanlagen>
- (Papke/Kahles, 2018) Papke/Kahles, Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung. Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht. Hintergrundpapier. Hg. v. Stiftung Umweltenergierecht (Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht, 36) S. 23.
- (Plattform EE 2021) NITSCH, JOACHIM und MAGOSCH, Magdalena. Baden-Württemberg klimaneutral 2040: Erforderlicher Ausbau der erneuerbaren Energien [online]. Oktober 2021. Verfügbar unter: https://erneuerbare-bw.de/fileadmin/user_upload/pee/Startseite/Magazin/Projekt/PDF/20211027_Studie_EE-Ausbau_fuer_klimaneutrales_BW.pdf
- (Prognos 2017) Prognos; BH&W. (2017). Schlussbericht Mieterstrom – Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM). Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/schlussbericht-mieterstrom.html?__blob=publicationFile
- (Prognos et al. 2021) PROGNOSE AG, ÖKO-INSTITUT E.V. und WUPPERTAL INSTITUT FÜR KLIMA, UMWELT UND ENERGIE. Klimaneutrales Deutschland 2045. Langfassung [online]. Juni 2021. Verfügbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf
- (Rae und Bradley 2012) Rae, C.; Bradley, F. (2012): Energy autonomy in sustainable communities—A review of key issues. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (9), S. 6497–6506. DOI: 10.1016/j.rser.2012.08.002.
- (Rahbauer 2017) Rahbauer, Sebastian (2017): Adoption von Ökostrom durch kleine und mittelständische Unternehmen in Deutschland. Dissertationsschrift der Technischen Universität München. Verfügbar unter <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1328912/1328912.pdf>
- (RE100 2018) RE100 (2018). Recommendations for maximizing impact. Discussion Paper on Business Leadership in the Transition to Renewable Electricity.
- (RE100 2018) RE100 (2018): Discussion Paper on Business Leadership in the Transition to Renewable Electricity. Verfügbar unter: <https://www.there100.org/sites/re100/files/2020-09/RE100%20Leadership%20report.pdf>

Literatur

- (RE100 2021) RE100 (2021). TECHNICAL CRITERIA. Version March 2021.
<https://www.there100.org/technical-guidance>
- (Rech et al. 2016) RECH, Bernd und ELSNER, Peter. Photovoltaik Technologiesteckbriefe zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“ [online]. 2016. Energiesysteme der Zukunft. Verfügbar unter: https://www.aca-tech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Photo-voltaik.pdf
- (RECS 2021) RECS (2021): The supply & demand of certified European renewable electricity. RECS International Secretariat. Verfügbar unter: https://reco.org/download/?file=The-supply-demand-of-European-renewable-energy_FINAL.pdf&file_type=documents.
- (Ritter et al. 2021) Ritter, D.; Bauknecht, D.; Krieger, S.: Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Dachanlagen. Eine differenzierte Betrachtung von Volleinspeise- und Eigenverbrauchsanlagen. Oktober 2021. Verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/wirtschaftlichkeit-von-photovoltaik-dachanlagen>
- (Rommel 2016) Rommel, J.; Sagebiel, J.; Müller, J. (2016): Quality uncertainty and the market for renewable energy: Evidence from German consumers. In: Renewable Energy 94, S. 106–113. DOI: 10.1016/j.renene.2016.03.049.
- (RVO NL 2021) Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (2021): SDE++ 2021, Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition, Applications open between 5 October 2021 and 11 November 2021. Verfügbar unter https://english.rvo.nl/sites/default/files/2021/10/SDEplusplus_oktober_2021_ENG.pdf
- (Sagebiel et al. 2014) Sagebiel, J.; Müller, Jakob R.; Rommel, Jens (2014): Are consumers willing to pay more for electricity from cooperatives? Results from an online Choice Experiment in Germany. In: Energy Research & Social Science 2, S. 90–101. DOI: 10.1016/j.erss.2014.04.003.
- (Schäfer 2019) Schäfer, M. (2019). Akzeptanzstudie “Mieterstrom aus Mietersicht”. Eine Untersuchung verschiedener Mieterstromprojekte in NRW. Verfügbar unter https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docid/7339/file/WSA17_Schaefer.pdf
- (Schemm 2016) SCHEMM, Ralf und BRÜHL, Stefan. Windenergie an Land: Analyse Stromgestehungskosten & Korrekturfaktoren - Bewertung der Annahmen und Modelle zur Parametrierung des 1-stufigen RE-Modells nach BMWi. Aachen, 2016.
- (Stiftung Klimaneutralität 2021) STIFTUNG KLIMANEUTRALITÄT. Wie kann die Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergie an Land schnell und rechtssicher erhöht werden? 2021. Verfügbar unter: <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/01/2021-01-27-Flaechen-fuer-Wind-Vorschlag-Stiftung-Klimaneutralitaet.pdf>
- (Styles 2021) Styles, A., Werner, R., Maaß, C. (2021): Zweck und instrumentelle Leistungsfähigkeit von Herkunftsnachweisen – Status quo und Weiterentwicklungsperspektiven. Bericht im Rahmen des Projekts GO4Industry (Grundlagen, Teil 2), gefördert durch das BMU (FKZ: UM20DC003). Hamburg: Hamburg Institut. Verfügbar unter <https://go4industry.com/grundlagen-bericht-g2/>
- (UBA 2020) Umweltbundesamt: HKNR-Newsletter 1/2020. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/20200113_hknr_newsletter_12020.pdf
- (UBA 2021b) UMWELTBUNDESAMT. Treibhausgasreduzierung um 70 Prozent bis 2030: So kann es gehen! [online]. September 2021. Verfügbar unter:

Literatur

- (UM BW 2017) https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-09-23_position_treibhausgas-minderungen-2030_neu.pdf
ZSW, IFEU, ÖKO-INSTITUT, FRAUNHOFER ISI, HAMBURG INSTITUT und DR. JOACHIM NITSCH. Energie- und Klimaschutzziele 2030. Stuttgart, 2017.
- (ÜNB 2021) 50HERTZ, AMPRION, TENNET, und TRANSNETBW. Abschlussbericht Systemanalysen 2021. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalyse_UeNB_2021.pdf
- (VKU 2018) Verband kommunaler Unternehmen e.v. (VKU). (2018). Vom Mieterstrom zur Quartiersversorgung – Energiekonzepte vor Ort umsetzen. Verfügbar unter https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Themen/Energiewende/180620_Broschuere_Mieterstrom_final.pdf
- (Wallbott et al. 2021) Wallbott, T.; Dohles, N.; Mundt, J. (2021): Regionaler Grünstrom – Interesse und Ansprüche von Verbraucher*innen: Ergebnisse einer repräsentativen Verbraucherbefragung im Rahmen des Forschungsprojekts „Ausweisung von regionalem Grünstrom in der Stromkennzeichnung“. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-04-21_cc_17-2021_gruenstrom-verbraucherbefragung.pdf
- (Weiler et al. 2021) Weiler et al., 2021, Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land. Abschlussbericht: Ergebnisse des Monitorings und Empfehlungen. Hg. v. Umweltbundesamt, S. 18 – 21
- (WindGuard 2015) LÜERS, Silke, WALLASCH, Anna-Kathrin und REHFELDT, Knud. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update. Varel : Deutsche WindGuard GmbH im Auftrag von BWE und VDMA, 2015. Verfügbar unter: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2015/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland%20-%20Update.pdf
- (WindGuard 2017) Wallasch, Anna-Kathrin; Lüers, Silke; Rehfeld, Knud; Vogelsang, Kerstin (2017). Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, Deutsche WindGuard GmbH, Varel.
- (Windguard 2019) WALLASCH, Anna-Kathrin, LÜERS, Silke, HEYKEN, Merle, REHFELDT, Knud und JACHMANN, Henning. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben IIe: Wind an Land. Wissenschaftlicher Bericht. Varel/Stuttgart : Deutsche WindGuard GmbH, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- (Windguard 2020) TIEDEMANN, Silvana, KNAPP, Jonas, LOTZ, Bastian, BONNS, Marian, KLESSMANN, Corinna, JACHMANN, Henning, KELM, Tobias, METZGER, Jochen, LÜERS, Silke, WALLASCH, Anna-Kathrin, REHFELDT, Dr Knud und WINDGUARD, Deutsche. Ansätze zur regionalen Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie an Land. 2020.
- (WRI 2015) WRI (World Resources Institute), WBCSD (World Business Council for Sustainable Development) (2015): GHG Protocol Scope 2 Guidance – An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard. Washington, DC/Geneva. Verfügbar unter: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Scope%20%20Guidance_Final_Sept26.pdf