

**Würzburger Berichte zum
Umweltenergierecht**

**Weiterbetrieb nach Förderende
– Perspektiven für 2021**

Expertenworkshop am 25. Oktober 2016

dokumentiert von

Dr. Stefanie Geiselhardt

Entstanden im Rahmen des Vorhabens:

„Optimierung der Wege für die Integration erneuerbarer Energien (OptWIEE)“ [FKZ: 03MAP304]

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

23

15. November 2016

ISSN 2365-7146

Zitiervorschlag: *Stefanie Geiselhardt*, Weiterbetrieb nach Förderende – Perspektiven für 2021, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 23 vom 15.11.2016.

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail mail@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz, Dr. Franz Reimer und Prof. Dr. Monika Böhm

Bankverbindung: Sparkasse Mainfranken

IBAN DE16790500000046743183, BIC BYLADEM1SWU790

Inhaltsverzeichnis

A. Einleitung	1
B. Inputreferate	1
I. Windenergieanlagen: Dipl.-Ing. Jürgen Holzmüller, 8.2. Group	1
1. Technische Grundlagen und Risikofaktoren	1
2. Ertüchtigungsmaßnahmen und Herausforderungen	1
3. Finanzielle Gesichtspunkte.....	2
II. Solaranlagen: Dr.-Ing. Michael Köhl, Fraunhofer ISE	2
1. Technische Grundlagen und Risikofaktoren	2
2. Ertüchtigungsmaßnahmen und Herausforderungen	3
3. Finanzielle Gesichtspunkte.....	3
III. Bioenergieanlagen: Martin Dotzauer, DBFZ	3
1. Technische Grundlagen und Risikofaktoren	3
2. Ertüchtigungsmaßnahmen und Herausforderungen	3
3. Finanzielle Gesichtspunkte.....	4
C. Zusammenfassung der Diskussion	4
I. Fragen zu den Vorträgen	4
1. Windenergieanlagen	4
a) Verlässlichkeit der Prognose	4
b) Kosten und Rentabilität.....	4
c) Rückbausituation.....	5
2. Solaranlagen	5
3. Bioenergieanlagen.....	5
II. Weiterführende Diskussion.....	6
1. Netzbetrieb und -planung	6
2. Ausbaupläne und Standortproblematik.....	7
3. Voraussetzungen für Weiterbetrieb	7
4. Anforderungen und Vermarktung.....	8
a) Direktvermarktung	8
b) Netztechnische Anforderungen	8

c) Potenziale durch Ökostromvermarktung.....	9
d) Kleinanlagen	9
5. Zuverlässigkeit der Rahmenbedingungen.....	10

A. Einleitung

Mit Ablauf des Jahres 2020 endet die gesetzliche Vergütungsdauer für Strom aus Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, die im Jahr 2000 oder davor in Betrieb genommen wurden, vgl. § 9 Abs. 1 EEG 2000. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob und unter welchen technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Bedingungen diese Anlagen weiterbetrieben werden können. Dazu fand am 25. Oktober 2016 im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ein Expertenworkshop statt, der im Folgenden dokumentiert wird.

B. Inputreferate

Im Mittelpunkt der drei Inputreferate stand die Frage: Welche Faktoren bestimmen die Lebensdauer einer Anlage und welche Perspektiven ergeben sich daraus?

I. Windenergieanlagen: Dipl.-Ing. Jürgen Holzmüller, 8.2. Group

1. Technische Grundlagen und Risikofaktoren

Windenergieanlagen werden heute auf eine Entwurfslebensdauer von exakt 20 Jahren hin entwickelt. Alterungserscheinungen treten in Form von Verschleiß, Korrosion und Materialermüdung zutage. Letztere nimmt zum Ende der Betriebsdauer hin stark zu. Beeinflusst wird die Alterung durch Umweltfaktoren und individuelle Standortbedingungen (z.B. Turbulenzen durch benachbarte Anlagen), Betriebsmodalitäten, Materialeigenschaften, zugrundeliegende Berechnungen, eventuelle Fertigungsmängel sowie das Netz- und Lastmanagement. Für die Materialermüdung ist die mittlere stetige Windgeschwindigkeit am Standort von größerer Bedeutung als die Belastung in Spitzenzeiten.

Bei der Anlagenentwicklung wird ein virtueller Standort mit durchschnittlichen Bedingungen zugrunde gelegt, um Serienproduktion zu ermöglichen. Die tatsächliche Lebensdauer einer Anlage weicht demnach unter Realbedingungen von der Entwurfslebensdauer ab.

2. Ertüchtigungsmaßnahmen und Herausforderungen

Nach Ende der Entwurfslebensdauer ist der Weiterbetrieb einer Windenergieanlage nur möglich, wenn der Betreiber die Betriebsfestigkeit und Standsicherheit durch einen Sachverständigen prüfen und belegen lässt. Dieser berechnet die Gesamtnutzungsdauer der Anlage unter Standortbedingungen. Dabei werden die relevanten Bauteile separat beurteilt und die schwächste Komponente wird der Empfehlung bezüglich der möglichen Weiterbetriebsdauer zugrunde gelegt. Werden schwache Komponenten ausgetauscht, kann sich die Betriebs-

dauer verlängern. Insgesamt ist der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen über die Entwurfslebensdauer von 20 Jahren hinaus grundsätzlich mit hoher Zuverlässigkeit möglich. Geschätzt könnten insgesamt etwa 7.000 Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 5.000 MW, die bis zum Jahr 2000 ans Netz gegangen sind, nach Förderende weiterbetrieben werden. Die Entwicklung von Kompetenzen und Standards zur Beurteilung des Weiterbetriebspotenzials von Windenergieanlagen ist weit fortgeschritten.

3. Finanzielle Gesichtspunkte

Die im Weiterbetrieb entstehenden Kosten und Erträge sind gegenwärtig schwer prognostizierbar. Grundsätzlich nehmen im Verlauf der Betriebsdauer die Wartungskosten für Windenergieanlagen zu. Die Betriebskosten liegen demnach zwischen 2 und 7 ct/kWh. Erträge hingegen können insbesondere dann abnehmen, wenn Ertüchtigungsmaßnahmen nicht in vollem Umfang durchgeführt werden. Ein Rückbau der Anlage ist ratsam, wenn die Kosten den aus dem Ertrag erzielbaren Erlös übersteigen. Die Bereitschaft zum Weiterbetrieb kann zusätzlich von anderen wirtschaftlichen Faktoren wie einem Repowering-Bonus abhängen.

II. Solaranlagen: Dr.-Ing. Michael Köhl, Fraunhofer ISE

1. Technische Grundlagen und Risikofaktoren

Solaranlagen sind aus einzelnen Photovoltaik-Modulen aufgebaut. Diese liegen als mono- oder polykristalline Siliziumzellen (90% Marktanteil) oder Dünnschichtmodule vor, werden in Reihe geschaltet („Strings“) und mit dem Wechselrichter verbunden. Schäden können demnach an den Modulen selbst, der Verkabelung und dem Wechselrichter entstehen, sowie an der Trägerkonstruktion und der rückwärtigen Schutzfolie.

Fehler an Solaranlagen treten in der Anfangsphase des Betriebes gehäuft auf durch Produktionsfehler, Transportschäden sowie Installations- und Planungsfehler und fallen in der Regel unter die Gewährleistung des Herstellers. Über die gesamte Betriebsdauer hinweg besteht das Risiko einer Beschädigung durch Blitzschlag, Hagel, Sturm und ähnliche „katastrophale Ereignisse“, gegen die eine Versicherung abgeschlossen werden kann. Ab etwa der Mitte der Betriebsdauer vermindert sich die Leistungsfähigkeit der Anlage um etwa 0,5% pro Jahr bis zu 20% nach 25 Jahren. Grund hierfür sind Betriebsstress und Materialdegradation, sowie Installationsfehler. Liegen z.B. Teile der Anlage durch Schnee, Laub, Bäume o.ä. zeitweise im Schatten, kann es zu Hitzeschäden („Hotspots“) bis hin zum Brand an der Anlage kommen. Probleme für die elektrische Sicherheit entstehen durch Ablösung der Solarmodule von Glas oder Schutzfolie. Potenzialinduzierte Degradation, Verfärbung, Überhitzung und Biokontamination verursachen ebenfalls Leistungseinbußen.

2. Ertüchtigungsmaßnahmen und Herausforderungen

Der Wechselrichter muss circa alle zehn bis zwölf Jahre ausgetauscht werden. Durch foto- oder thermografische Darstellung lassen sich defekte Module lokalisieren. Ersatz zu finden bereitet allerdings oft Schwierigkeiten, da baugleiche Teile in der Regel nicht mehr auf dem Markt sind. Bei kleinen Anlagen muss häufig das defekte Modul von der Anlage getrennt und überbrückt werden, was zu Leistungseinbußen führt. Bei großen Anlagen ist es eventuell möglich, Module umzusortieren und einen kompletten String zu ersetzen.

Verlässliche Prognosen der Nutzungsdauer sind mangels erprobter Gebrauchsdauerprüfverfahren momentan noch schwierig. Die Entwicklung von entsprechenden Standards wird aktuell vorangetrieben.

3. Finanzielle Gesichtspunkte

Generell sind bezüglich der Rentabilität im Weiterbetrieb (private) Kleinanlagen und große Solarparks unterschiedlich zu bewerten. Für Kleinanlagenbetreiber rechnet sich der Weiterbetrieb in der Regel, da die Modul-Leistung noch immer bei ca. 80 % liegt und die Anlagen abgeschrieben sind. Betreiber großer Anlagen dagegen bauen die Solarmodule nicht selten mit Ende der Abschreibungsphase von 11 Jahren zurück. Durch den Weiterverkauf von Anlagen mit genügend Restleistung entwickelt sich aktuell ein florierender Second-Hand-Markt.

III. Bioenergieanlagen: Martin Dotzauer, DBFZ

1. Technische Grundlagen und Risikofaktoren

Die Landschaft der Bioenergieanlagen ist sehr heterogen, da verschiedene Technologien und Brennstoffe unter diesem Begriff zusammengefasst werden. Generell gibt es langlebige Komponenten, zu denen in der Regel Beton- und Stahlbauten, Silo, Fermenter, Kessel, Einhausung und Trafo gehören. Dem gegenüber stehen Bauteile mit Austauschintervallen von weniger als 20 Jahren, wie Fermenterabdeckung, Pumpen, Rührwerke und Abgasreinigungsanlage. Bei Blockheizkraftwerken gehört auch der Motorblock zu den Verschleißteilen.

2. Ertüchtigungsmaßnahmen und Herausforderungen

Neben dem Austausch von Verschleißteilen als Ertüchtigung bei allen Anlagentypen ist insbesondere die Flexibilisierung von Biogasanlagen eine interessante Maßnahme, die die Möglichkeit zum Weiterbetrieb gegebenenfalls erhöht. Generell ist bei Bioenergieanlagen die Umgebung (Einbettung in Produktionsprozesse, Rohstoffpreise, Entwicklung der Förderung) von größerer Relevanz für den Weiterbetrieb und die Zukunft der Technologie, als technische Einflussgrößen.

3. Finanzielle Gesichtspunkte

Die ökonomische Überlebensfähigkeit einer Bioenergieanlage wird maßgeblich vom Rohstoffpreis mitbestimmt, da im Gegensatz zu Wind- und Solarenergie kontinuierlich Brennstoff eingekauft werden muss. Zudem sind Bioenergieanlagen häufig Bestandteil eines komplexen Wertschöpfungsprozesses und damit abhängig von vor- und nachgelagerten Produktionsprozessen (z.B. Nutzung von Sägespänen oder Vermarktung von Wärme als Beiprodukt). Diese beiden Faktoren sowie die Entwicklung der Förderinstrumente sind für den Weiterbetrieb vieler Bioenergieanlagen essenziell.

Anreize für den Weiterbetrieb können sich aus der Flexibilitätsprämie ergeben, wenn Bestandsanlagen entsprechend aufgerüstet werden. Anlagen, die mit nachwachsenden Rohstoffen betrieben werden, können gegebenenfalls durch Umstellung auf höhere Anteile von Nebenprodukten und Abfällen Kosten einsparen. Weitere Möglichkeiten zur Existenzsicherung im Weiterbetrieb ergeben sich aus der Vermarktung systemrelevanter Leistungen wie Regelleistung und Schwarzstartfähigkeit. Darüber hinaus können Zwischenprodukte (aufgeschlossene Fasern, Säuren) mitvermarktet werden. Bei Abfall-Biogasanlagen und Altholzkraftwerken ist eine teilweise Finanzierung über Entsorgungserlöse denkbar.

C. Zusammenfassung der Diskussion

I. Fragen zu den Vorträgen

1. Windenergieanlagen

a) Verlässlichkeit der Prognose

Aus dem Vortrag von Dipl.-Ing. Jürgen Holzmüller wurde klar, dass die Rahmenbedingungen und technischen Voraussetzungen für einen Weiterbetrieb von Windanlagen gut bestimmbar sind. Auf Nachfrage zu der verbleibenden Restunsicherheit erklärte der Referent, dass die Angaben zur Standsicherheit konservativ ermittelt werden und damit eine Mindestprognose darstellen. Eine Unsicherheit ergibt sich aus dem Zustand von Bauteilen, die für die Standsicherheit bedeutungslos sind, wie Generator oder Getriebe, und daher im Gutachten nicht beurteilt werden. Konsequenterweise durchgeführte Ertüchtigungsmaßnahmen (Austausch von ermüdeten Komponenten, wie z.B. Schrauben) können die Betriebsdauer erheblich verlängern.

b) Kosten und Rentabilität

Die Kosten für ein Gutachten zur Feststellung der Weiterbetriebstauglichkeit und -dauer einer Windenergieanlage sind für Anlagenbetreiber von größter Bedeutung. Je nach Anbieter, Ausführlichkeit und bereits vorliegender Datenbasis könnten sich diese auf 10.000 – 30.000 Euro

belaufen, erklärte ein Experte. Es lassen sich diese Kosten jedoch reduzieren, wenn mehrere Anlagen mit vergleichbaren Grundvoraussetzungen gemeinsam begutachtet werden. Gegebenenfalls können sich Betreiber zusammentun. Eine Inspektion des Zustandes der einzelnen Anlagen ist dabei stets enthalten. Im Weiterbetrieb muss die Standsicherheit alle zwei Jahre überprüft werden. Dies geschieht im Rahmen der wiederkehrenden Prüfung, die auch im Betrieb vorher bereits durchgeführt werden musste.

Die im Vortrag vorgestellte Betriebskostenprognose von 2 bis 7 ct/kWh enthält alle anfallenden Kosten einschließlich Ertüchtigung, Gutachten und Prüfung. Im Mittel fallen Betriebskosten von knapp unter 5 ct/kWh an, so dass bei Erträgen von weniger als 5 ct/kWh Anlagen nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Darüber hinaus müssen Erzeuger immer mit witterungsbedingten Ertragsschwankungen rechnen.

c) Rückbausituation

Bisher sind nach Experteneinschätzung Anlagen mit einer Leistung von etwa 1.500 MW zurückgebaut worden. Bis 2021 kämen weitere 300 MW pro Jahr dazu, so die Prognose, und einzelne Anlagen aus den Jahrgängen 2001-2005 würden ebenfalls bereits zurückgebaut. Dennoch ist davon auszugehen, dass 2021 Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 5.000 MW für den Weiterbetrieb nach Förderende zur Verfügung stehen, da vorwiegend leistungsschwache Anlagen vorzeitig stillgelegt werden.

2. Solaranlagen

Im Nachgang des Vortrages von Dr.-Ing. Michael Köhl kam in Bezug auf Aufdach-Solaranlagen im privaten Bereich die Frage auf, ob der Sanierungsbedarf am Dach selbst einen Einfluss auf die Standzeit der Solaranlage hat. Dazu liegen bisher keine gesicherten Daten vor, jedoch muss die Anlage zur Wartung des Daches zunächst abgebaut, kann aber gegebenenfalls reinstalled werden. Erfahrungswerte zeigen, dass das nicht immer geschieht. Hier ist der Blick auf die Situation in Frankreich interessant, wo sich durch den Verbau von In-Dach-Anlagen die Standzeit gegenüber normalem Dachziegel verlängern lässt.

3. Bioenergieanlagen

Zum Vortrag von Martin Dotzauer wurde angemerkt, dass die Anlagenbesitzer sich bisher nur sehr verhalten nach der Möglichkeit der Flexibilisierung des Anlagenbetriebs erkundigen. Am Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) geht man davon aus, dass vielen Anlagenbetreibern das bevorstehende Förderende sowie die Möglichkeiten, die sich aus der Flexibilisierung ergeben, nicht präsent sind, weil die Bedeutung der Anlage hinter dem laufenden landwirtschaftlichen Betrieb zurücksteht. Eine Prognose, wie viele Betreiber ihre Anlage weiterbetreiben werden, gibt es nicht.

Obwohl die Flexibilisierung zu wenig angenommen wird, sei Potenzial vorhanden, erklärte ein Teilnehmer. Allerdings sei die Umrüstung der Anlagen arbeitsaufwändig und müsse nach und nach erfolgen. Die Anschlussregelung bezüglich der Förderung ist als Anreiz von besonderer Bedeutung.

II. Weiterführende Diskussion

1. Netzbetrieb und -planung

Für Netzbetreiber könne die Unsicherheit darüber, wie viele und welche Anlagen nach 2021 am Netz bleiben, zu einem Planungsproblem werden, unterstrich eine Teilnehmerin. Da zahlreiche Anlagen schon vor Ende der Entwurfslebensdauer zurückgebaut werden, sei eine verlässliche Prognose der Kapazitäten am Netz bereits für 2018 schwierig. Dadurch werde auch die Planung des Netzausbaus beeinträchtigt. Andererseits, so betonte ein Teilnehmer, bestünde eine Ungleichverteilung von Kapazitäten zwischen Nord- und Süddeutschland, so dass die Betriebseinstellung von Altanlagen im Norden sich sogar günstig auf die Netze auswirken könnte, da die Anlagen in Süddeutschland ihre Entwurfslebensdauer überwiegend noch nicht erreicht hätten.

Daraus ergab sich die Frage, ob es Anlagen gibt, von denen man sich unter Netzgesichtspunkten wünschen würde, dass sie abgeschaltet werden. Dies trifft am ehesten auf solche Anlagen zu, die von außen gar nicht oder nur schwer regelbar sind. Abhängig von der verbauten Technik können Netzbetreiber manche Anlagen per Fernsteuerung zumindest an- und abschalten, während neuere sogar prozentscharf regelbar sind. Letztere werden von den Netzbetreibern präferiert, so dass der Austausch von alten Anlagen mit grober Steuerung durch neue Technik die Leistungsfähigkeit des Netzes positiv beeinflussen würde. Zusätzlich ist hier zu beachten, dass Netzbetreiber und Direktvermarkter zur Regelung von Anlagen unterschiedliche Technik benutzen, was die Kooperation erschwert. Eine höhere Synergie würde hier die verlässliche Steuerung der Stromversorgung erleichtern. Aus Netzsicht sei ein Weiterbetrieb von zuverlässigen Anlagen zu befürworten, so die Experteneinschätzung. In den vergangenen Jahren wurde umfangreiche Infrastruktur geschaffen, so dass eine Verlängerung der Nutzungsdauer geeigneter Anlagen ohne weiteres möglich und wünschenswert ist.

Bezüglich der Planbarkeit der Netzauslastung sei die Arbeit mit konventionellen Stromerzeugern komfortabler, da diese zuverlässig Fahrpläne für den nächsten Tag einreichen, wurde erklärt. Für Erneuerbare müssten die Netzbetreiber hingegen anhand von Wetterdaten selbst berechnen, welche Einspeisemengen an welchem Standort wahrscheinlich sind. Aufgrund der viel größeren Anzahl und dezentralen Verteilung der Erzeugungsanlagen im Bereich der erneuerbaren Energien wird dieser Unsicherheitsfaktor weiterhin Bestand haben.

2. Ausbaupläne und Standortproblematik

Grundsätzlich kam die Frage auf, ob der Wechsel vom Netto- zum Bruttoausbau als Bezugsgröße im EEG mitverantwortlich für die Unvorhersagbarkeit von Kapazitäten in der Zukunft sei. Dem steht entgegen, dass aufgrund der Unklarheit über Kapazitäten, die zurückgebaut werden, die Ausschreibungsmengen in beiden Fällen geschätzt werden müssen. Würde der Nettoausbau betrachtet, müssten aber mit Blick auf die tatsächlich zurückgebauten Kapazitäten die Ausschreibungsmengen nachträglich korrigiert werden. Schwierigkeiten entstünden eher dadurch, dass neue Anlagen nicht zwangsläufig dort gebaut werden, wo alte stillgelegt werden, gab eine Teilnehmerin zu bedenken. Viele Altanlagen stehen an sehr guten Standorten, weil nur dort die erste Generation von Anlagen wirtschaftlich zu betreiben war. Aufgrund ihrer Rentabilität müssten diese Standorte in neuen Ausschreibungen folglich wieder zum Zug kommen. Jedoch haben sich Flächennutzungspläne in den vergangenen 20 Jahren verändert und viele alte Standorte liegen heute nicht mehr in Vorranggebieten. Insbesondere auf die Situation in Sachsen-Anhalt wurde in diesem Zusammenhang verwiesen. Dort könnte es sogar zu einem Rückgang der installierten Leistung kommen. In anderen Regionen könnte die Gesamtleistung zwar erhalten bleiben, aber die Standorte würden sich verändern, wenn sich Ausschreibungen auf Neuanlagen beziehen. In einer weiteren Wortmeldung gab eine Teilnehmerin zu bedenken, dass die Standfestigkeit als einzige Voraussetzung für den Weiterbetrieb von Anlagen den Repowering-Bonus der Vergangenheit konterkarieren. Es sei denkbar, eine Größenuntergrenze für den Weiterbetrieb festzusetzen. Zudem könne ein Weiterbetrieb an bestimmten Standorten der politischen Intention, die mit der Verlegung von Vorranggebieten verbunden war, widersprechen.

3. Voraussetzungen für Weiterbetrieb

Der technische Reifegrad von Windenergieanlagen lässt vermuten, dass eine zunehmende Anzahl von Anlagen über die 20 Jahre hinaus betrieben werden kann. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es nicht zielführend, solche intakten Anlagen abzureißen, um über Ausschreibungen Standorte neu zu bestücken – zu erheblich höheren Kosten als sie der Weiterbetrieb verursachen würde. Ein Beitrag hob darauf ab, dass aus diesem Grund rechtzeitig über verbesserte Vermarktungschancen für Strom aus Altanlagen nachgedacht werden sollte, statt auf eine bloße Anschlussförderung zu setzen. Die steigenden Wartungskosten seien dabei mit zu berücksichtigen. Eine Möglichkeit könnte sich aus der Bevorzugung im Markt durch Entlastung bei der EEG-Umlage in der Anwendung beim Kunden ergeben.

Ein Punkt, der von verschiedenen Seiten als essenziell für den Weiterbetrieb gesehen wurde, ist die Mitbetrachtung des Strommarktdesigns und der Preisentwicklung. Da die erneuerbaren Energien Kostensenkungspotenzial hätten und in der Regel dann einspeisen, wenn die Preise schlecht sind, „kannibalisieren“ die Erneuerbaren sich selbst, so dass selbst bei hochrentablen Anlagen auf der Basis des Marktpreises kein wirtschaftlicher Betrieb möglich sei, erklärten Teilnehmer. Diese Sorge wurde zur Kenntnis genommen. Aufgrund der komplexen

politischen Verknüpfung könne die Frage im aktuellen Diskurs aber nicht weiterverfolgt werden. Im Vordergrund müsse zunächst ein konstruktives Vorankommen in Bezug auf die Anforderungen an eine mögliche Weiterförderung stehen.

Im Verlauf der Diskussion kamen Möglichkeiten zur Beeinflussung des Marktpreises als Alternative zur Förderung erneut zur Sprache. Preise von 4-5 ct/kWh, die in der Vergangenheit erzielt werden konnten, würden ausreichen, um einen Großteil der Anlagen weiter zu betreiben. Überlegungen sollten folglich auch dahin gehen, welche Voraussetzungen geschaffen werden können, um den (Markt-)Preis wieder auf dieses Niveau anzuheben.

Ein weiterer Punkt in der Diskussion war, dass es auf der Basis des EU-Beihilferechts zum aktuellen Zeitpunkt völlig unklar bleibt, ob eine Weiterförderung überhaupt möglich ist. Für Wasserkraft und Bioenergie gibt es Instrumente, allerdings in der Regel nur in Verbindung mit hohen Neuinvestitionen. In jedem Fall müsse der Ansatz einer Weiterförderung umfassend begründet werden können, so die Expertenmeinung. Auch vor diesem Hintergrund ist es notwendig, klar zu definieren, welche Anforderungen an Anlagenbetreiber gestellt werden können und welche Rahmenbedingungen sie in der Zukunft benötigen. Nur ausgestattet mit dieser Argumentationsgrundlage könne man dann in die Debatte mit Brüssel gehen. Auch Alternativerlöse, die auf freiwerdenden Flächen erzielt werden können, müssten dabei berücksichtigt werden, wurde angemerkt. Folglich kann die Ertrags- und Kostensituation nicht zur alleinigen Grundlage der Entscheidung über Weiterbetrieb von Anlagen gemacht werden. Vielmehr muss im Voraus politisch geklärt werden, welche Anlagen am Netz erhalten und welche Flächen anderweitig genutzt werden sollen.

4. Anforderungen und Vermarktung

a) Direktvermarktung

Im weiteren Verlauf wurde eine Direktvermarktungspflicht für alle Anlagen zur Diskussion gestellt, die Experten im Teilnehmerkreis als durchaus denkbar einstufte. Bioenergie könne ohnehin nur so vermarktet werden, wenn man die Flexibilisierung voraussetzt. Als Alleinstellungsmerkmal der Bioenergie sollte diese unbedingt vorangetrieben werden. Windenergie sei ebenfalls geeignet für direkte Vermarktung und über kombinierte Liefer-Abnahme-Modelle sei dies auch für Solaranlagen möglich. Voraussetzung sei die standardmäßige Anbindung über Smart Meter, hieß es. Eine Anschlussförderung sollte demnach darauf abzielen, Anlagen für eine solche Vermarktungsweise auszurichten. Für Kleinanlagen im Bereich Bioenergie kam eine Entlastung bei Umlagen oder Netzentgelt im Rahmen von Eigennutzung und Quartierslösungen zur Sprache.

b) Netztechnische Anforderungen

Aus Netzsicht sind besonders diejenigen Anlagen interessant, die netzsystemrelevante Eigenschaften haben, zum Beispiel die Schwarzstartfähigkeit von Bioenergieanlagen. Ein Vorschlag lautete, diese ggf. bevorzugt zu fördern.

Sobald schwer regelbare Anlagen abgeschaltet sind, würden als nächstes diejenigen leistungsfähigen Anlagen aus der Förderung gehen, die die Netzbetreiber gerne halten möchten, warf ein Teilnehmer ein. Daher seien keine zusätzlichen Anforderungen an die Anlagen zu stellen, da diese bereits alle wünschenswerten Eigenschaften mitbrächten.

Geleistete Nachrüstung in Bezug auf die Ausstattung von Windenergieanlagen mit SDL-Technik werde von den Netzbetreibern bisher nicht genutzt, weil auf deren Seite die technischen Voraussetzungen noch nicht überall geschaffen seien, bemängelte ein Teilnehmer. Die Forderung nach weiterer Nachrüstung als Kriterium für Weiterbetrieb oder Förderung sei daher zurückhaltend zu betrachten. Dem wurde entgegnet, dass auch netzbetreiberseitig investiert werde, um schnellstmöglich den höchsten Stand der Technik flächendeckend einsetzen und nutzen zu können.

c) Potenziale durch Ökostromvermarktung

Angeführt wurde, dass Anbieter von Ökostrom bemüht seien, ihr Portfolio kontinuierlich auch durch die Einbeziehung von Altanlagen zu erweitern. Hier sei man bereits auf der Suche nach Vermarktungsmodellen, die den Anlagenbetreibern ebenfalls gerecht werden. Zwei Ansätze werden aktuell diskutiert: Erstens die Zahlung eines Qualitätsaufschlages für einen Herkunftsnachweis, wobei allerdings das Risiko bei der Anlage verbleibt, weil die Stromanbieter abhängig von den benötigten Kapazitäten kurzfristig Mengen zukaufen. Zweitens könnte zu einem garantierten Mindestpreis die gesamte Jahresproduktion einer Anlage eingekauft werden. In beiden Fällen wäre ein Preisaufschlag von 0,5-1 ct/kWh realisierbar. Dieser reicht aber zum einen nicht aus, um das Ertragsdefizit der Anlagenbetreiber auszugleichen. Zum anderen beträfe eine solche Lösung nur den Anteil der Stromkunden, die bereit sind, mehr zu bezahlen. Auf diese Weise könne man also nur einen Teil, nicht aber alle ausgeführten Anlagen „retten“, folgerte ein Teilnehmer. Ziel müsse es sein, Altanlagen im Portfolio als Qualitätsmerkmal zu vermarkten. Dies steht im Gegensatz zu dem, was dem Kunden bisher kommuniziert wird. In diesem Zusammenhang wurde auf Österreich verwiesen, wo sich bereits Anlagen im Weiterbetrieb befinden. Dort könne man sich gegebenenfalls Ideen holen, lautete ein Vorschlag.

d) Kleinanlagen

Eine Anschlussförderung für Anlagen, deren Betreiber Vorteile aus Eigennutzung und Überschusseinspeisung ziehen, sei – so eine Einschätzung – unnötig. Diese müssten getrennt betrachtet werden von Anlagen ab einer gewissen Größe. Zusätzlich sei ein Modell zu finden, wie man mit Anlagen verfahren solle, die gar nicht gefördert werden, zum Beispiel weil sie auf Flächen gebaut wurden, die nicht förderfähig sind.

Zur Frage nach den Anforderungen, die man bezüglich Transparenz und Meldepflicht an kleine Anlagen stellen könne, erklärten die entsprechenden Experten, dass zusätzliche Regulation nicht zwangsläufig zu höherer Transparenz führe. Aus Erfahrungswerten lasse sich sagen, dass zusätzlicher Verwaltungsaufwand Kleinbetreiber verstärkt dazu veranlasse, sich

gar nicht anzumelden. Zusätzlich ergibt sich einer weiteren Wortmeldung zufolge das Problem, dass viele Kleinanlagen von Direktvermarktern gar nicht aufgenommen werden, weil die Administrationskosten im Verhältnis zum erwarteten Ertrag zu hoch sind. Davon betroffen sind Anlagen bis zu einer Leistung von 100-200 kW.

5. Zuverlässigkeit der Rahmenbedingungen

Für die zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ist zum jetzigen Zeitpunkt die Definition von verlässlichen Rahmenbedingungen besonders wichtig. Im aktuellen Klima der Unsicherheit rückten potenzielle Investoren ab, weil die Perspektive unklar sei, stellte ein Teilnehmer fest. Dies koste Marktanteile. Es ist demnach im politischen Interesse, möglichst zügig Vorhersagen zu machen, was einen Kleinanlagenbetreiber, aber auch die Betreiber größerer Anlagen, erwartet.

Insgesamt wurde die Suche nach einem politischen und beihilfefesten „Narrativ“ für die Weiterbetriebperspektive als vordringliche Aufgabe identifiziert. Das Fazit eines Teilnehmers: Es muss nach innovativen Geschäftskonzepten und einem gut erklärbaren Zusatznutzen für den Weiterbetrieb von Anlagen gesucht werden.