

WEITERBETRIEB VON WINDENERGIE- ANLAGEN NACH 2020



WEITERBETRIEB VON WINDENERGIEANLAGEN NACH 2020

Kurztitel: Weiterbetrieb nach 2020

Bearbeitung: **DEUTSCHE
WINDGUARD**

Anna-Kathrin Wallasch
Silke Lüers
Dr.-Ing. Knud Rehfeldt

Foto Titelseite: © Deutsche WindGuard GmbH
Projektnummer: VW16196
Berichtsnummer: SP16009A0

Auftraggeber:



NATURSTROM AG
Parsevalstraße 11
40468 Düsseldorf

Varel, Dezember 2016

DEUTSCHE WINDGUARD

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel

Telefon 04451 9515 0
Telefax 04451 9515 29
E-Mail info@windguard.de
URL <http://www.windguard.de/>

Es wird versichert, dass die vorliegenden Ermittlungen unparteiisch, gewissenhaft und nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt wurden. Für die ermittelten Ergebnisse und die Richtigkeit der Darstellung in diesem Bericht übernimmt die Deutsche WindGuard GmbH keine Gewähr.

Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit schriftlicher Genehmigung der Deutschen WindGuard GmbH, Varel erlaubt.

Dieser Bericht umfasst 44 Seiten inklusive Deckblatt.

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Mit Inkrafttreten des ersten EEG wurde allen vor dem Jahr 2000 errichteten Anlagen ebenfalls die EEG-Vergütung für eine Laufzeit von 20 Jahren zugesichert [EEG 2000]. Als Inbetriebnahmejahr gilt für diese Anlagen das Jahr 2000, ab 2001 beginnt damit rechnerisch der 20jährige Vergütungszeitraum. Dadurch fallen zum 31. Dezember des Jahres 2020 erstmals Anlagen aus der EEG-Vergütung heraus.

Der betroffene Anlagenbestand liegt in einer Größenordnung von etwa 6.000 Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 4,5 GW (keine vollständige Datengrundlage vorhanden). Ab 2021 fallen jedes Jahr weitere Anlagen aus der EEG Vergütung. Nach aktuellem Datenstand könnte dies im Zeitraum 2021 und 2026 jährlich etwa 1.600 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von rund 2,5 GW betreffen.

Für alle diese Anlagen stellt sich die Frage nach der Durchführbarkeit eines Weiterbetriebs in einer neuen Form. Um wirtschaftlich weiterbetrieben werden zu können, sind Erlöse notwendig, die zumindest folgende Positionen decken:

- Weiterbetriebsinvestition (Gutachten und begleitende Arbeiten)
- Betriebskosten
- Wirtschaftlichen Anreiz für den Betreiber

Im Rahmen der vorliegenden Analyse wurde untersucht, wie hoch diese Erlösanforderungen je produzierter kWh sein werden und wie sich dies im Verhältnis zu dem durchschnittlichen Marktpreisen für Windstrom darstellt.

Weiterbetriebsinvestition

Aus Literaturangaben sowie der Branchenkenntnis der Deutschen WindGuard wurde abgeleitet, dass die Kosten für das notwendige Weiterbetriebsgutachten stark variieren können und pro Anlage zwischen 7-20 €/kW liegen. Hinzu kommen weitere Kosten für die Abwicklung der Weiterbetriebserlaubnis. Mangels verfügbarer Literatur hierzu wird hierfür eine Annahme in Höhe von 25% der Gutachtenkosten getroffen. Daraus ergeben sich weitere Kosten von 1,75–5 €/kW. Um die Kosten für die Erlangung der Weiterbetriebskosten in einen Wert pro kWh umzurechnen, wurden weiterhin Annahmen zu den durchschnittlichen Volllaststunden und zum gewünschten Amortisationszeitraum für die Weiterbetriebsinvestition entwickelt.

Da bei allen beschriebenen Eingangsparametern relativ große Bandbreiten zu berücksichtigen sind, ergibt sich eine relativ große Gesamtkostenbandbreite von 0,1 bis 1,02 ct/kWh. Ein gleichzeitiges Eintreffen aller kostensenkenden- oder treibenden Faktoren ist jedoch extrem unwahrscheinlich. Für die weiteren Analysen wurde ein möglichst realistischer Mittelwert identifiziert, der bei 0,33 ct/kWh liegt.

Betriebskosten

Noch deutlich stärker als die Kosten zur Erlangung der Weiterbetriebserlaubnis bestimmen die Betriebskosten die Weiterbetriebssituation einer Windenergieanlage und sind für die Weiterbetriebs-Entscheidung von zentraler Bedeutung. In Bezug auf die

Betriebskosten von Windenergieanlagen mit einem Alter von über 20 Jahren liegen keine fundierten Daten vor. Eine Analyse der möglichen Veränderungen der Betriebsstrategien und damit -kosten im Weiterbetriebszeitraum unter Beachtung der relativ großen Standardabweichung für Betriebskosten führt zur Definition folgender drei Analysefälle:

- **„Basisfall“:** Betriebskosten bewegen sich im Bereich des Mittelwertes von 2,74 ct/kWh (53% der in der Datenbasis für die Betriebskosten enthaltenen Projekte)
- **„Unterer Kostenbereich“:** Betriebskosten liegen am unteren Ende der identifizierten Kostenbandbreite, d.h. 1,81 ct/kWh (20% der in der Datenbasis für die Betriebskosten enthaltenen Projekte)
- **„Oberer Kostenbereich“:** Betriebskosten liegen am oberen Ende der identifizierten Kostenbandbreite, d.h. 3,67 ct/kWh (22% der in der Datenbasis für die Betriebskosten enthaltenen Projekte)
- Extreme Kostenbereiche unter und über den Annahmebereichen wurden wegen mangelnder Relevanz vernachlässigt.

Erlösanforderung

Für die definierten Analysefälle wurden daraufhin alle relevanten Kostenpositionen sowie eine Annahme für die Höhe des notwendigen wirtschaftlichen Anreizes aufsummiert. Die Summe entspricht der Erlösanforderung, die die entsprechenden Windenergieprojekte haben. Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse dar.

	Kosten in ct/kWh		
	Unterer Kostenbereich	Basisfall	Oberer Kostenbereich
Weiterbetriebsinvestition	0,33	0,33	0,33
Betriebskosten	1,81	2,74	3,67
Gesamtkosten	2,14	3,07	4,00
Wirtschaftlicher Anreiz (mit Bandbreite)	0,50 - 1,00	0,50 - 1,00	0,50 - 1,00
Erlösanforderung	2,64 - 3,14	3,57 - 4,07	4,50 - 5,00

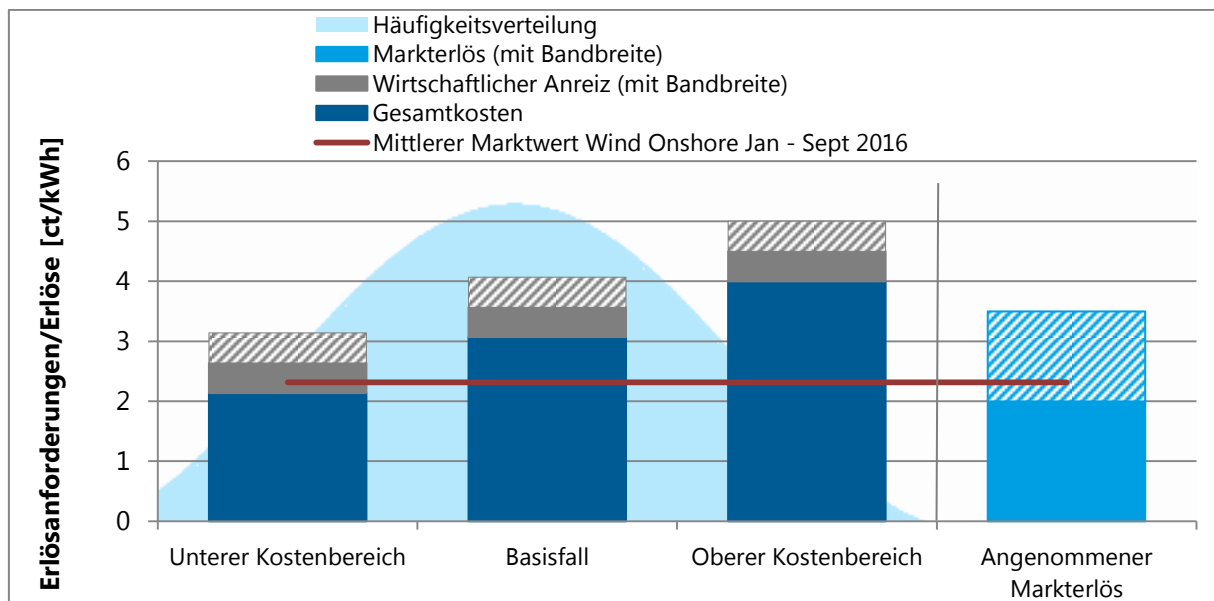
Potentielle Erlöse

Eine Auswertung der mittleren Marktwerte für die Windenergie an der Strombörse EEX zeigte, dass seit Anfang 2013 kein monatlicher Durchschnittswert von über 4 ct/kWh mehr erreicht wurde. Der Jahresmittelwert ist seit 2012 kontinuierlich zurückgegangen und lag im bisherigen Jahr 2016 (Januar bis September) bei 2,3 ct/kWh. Im Rahmen der Analyse wird deshalb die Annahme getroffen, dass ein Marktpreis von 2-3,5 ct/kWh als Vergleichswert geeignet erscheint.

Einschätzung der Gesamtsituation

Im Falle eines durchschnittlichen Marktpreises auf dem Niveau von 2016 würde der erforderliche Mindesterloß nicht einmal im Fall der niedrigsten Kostenannahmen gedeckt. Erst wenn der durchschnittliche Marktpreis etwa 3 ct/kWh beträgt, kann ein

Projekt im unteren Kostenbereich rentabel weiterbetrieben werden. Für Projekte mit Kostenstrukturen ähnlich des Basisfalls wird ein Weiterbetrieb nicht wirtschaftlich sein, da nicht anzunehmen ist, dass dauerhaft ein Durchschnittspreis von mindestens 4 ct/kWh zu erzielen wäre. Projekte im oberen Kostenbereich sind dementsprechend noch deutlich weiter von einer Wirtschaftlichkeit entfernt. Diese Situation verdeutlicht die folgende Abbildung, in der auch deutlich wird, in welchen Kostenbereichen sich große Teile des Marktes bewegen.



Abschließende Bewertung

Die Marktpreise können durch die Anlagenbetreiber nicht beeinflusst werden. Somit ist es für den Betreiber nur möglich, den Anreiz zum Weiterbetrieb zu erhöhen, in dem die Kosten gesenkt werden. Möglichkeiten hierfür werden für die Analysefälle „Referenzfall“ und „Oberer Kostenbereich“ gesehen, beispielsweise im Bereich der Reduktion von Wartungs- oder Versicherungsleistungen. Diese gehen mit einer Steigerung des Risikos einher, die wiederum zu erhöhten Anreizerwartungen führt. Andere Kostensenkungsmöglichkeiten, wie die Senkung von Pachtkosten durch erfolgreiche Verhandlungen mit einsichtigen Verpächtern, sind nur in Einzelfällen je nach Projektkonstellation erschließbar. Das Kostensenkungspotential wird somit insgesamt als begrenzt eingeschätzt. Die Projekte, die in den Analysefall „Unterer Kostenbereich“ fallen, verfügen zudem bereits über eine sehr günstige Kostenkonstellation und es ist nicht davon auszugehen, dass diese noch über spürbare weitere Potentiale verfügen.

Insgesamt sind die Kostensenkungsmöglichkeiten somit nicht so ausgeprägt, dass dadurch der Anteil der Projekte, die rentabel weiterbetrieben werden können, signifikant gesteigert werden kann. Abschließend ist festzustellen, dass zu den aktuellen Marktkonditionen für die Mehrzahl von Alt-Windenergieanlagen kein rentabler Weiterbetrieb nach 2020 möglich ist.

INHALTSVERZEICHNIS

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	VIII
TABELLENVERZEICHNIS	VIII
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	IX
1 HINTERGRUND.....	1
1.1 GESETZLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	1
1.2 BETROFFENER ANLAGENBESTAND	2
1.3 OPTION WEITERBETRIEB	6
2 ANFORDERUNGEN FÜR DEN WEITERBETRIEB VON WINDENERGIEANLAGEN.....	7
2.1 GUTACHTEN ZUM WEITERBETRIEB	7
2.2 GENEHMIGUNGSRECHTLICHE ABWICKLUNG UND WEITERE NACHWEISE	8
3 INVESTITION ZUM ÜBERGANG IN DEN WEITERBETRIEB	9
3.1 KOSTEN FÜR DAS GUTACHTEN ZUM WEITERBETRIEB.....	10
3.2 ZUSÄTZLICHE KOSTEN IM ZUSAMMENHANG MIT DER GENEHMIGUNGSRECHTLICHEN ABWICKLUNG	11
3.3 ERZIELBARE ENERGIEERTRÄGE	11
3.4 BETRACHTUNGSZEITRAUM	12
3.5 DURCHSCHNITTLLICHE KOSTEN ZUR HERSTELLUNG DER WEITERBETRIEBSOPTION.....	12
3.6 VERLÄNGERUNG ALLER AUSLAUFENDEN VERTRÄGE.....	14
4 BETRIEBSKOSTEN IM WEITERBETRIEBSZEITRAUM.....	15
4.1 BETRIEBSKOSTEN IN DER ZWEITEN BETRIEBSDEKADE.....	15
4.2 ENTWICKLUNG DER BESTANDTEILE DER BETRIEBSKOSTEN.....	17
4.3 DARSTELLUNG DER GRUNDANNAHMEN FÜR DIE BETRIEBSKOSTEN IN DER DRITTEN BETRIEBSDEKADE	21
4.4 EINSCHÄTZUNG DES VERBLEIBENDEN KOSTENSPIELRAUMS.....	23
5 ERLÖSSTRUKTUREN IM WEITERBETRIEBSZEITRAUM.....	25
5.1 MARKTWERTE FÜR DIE WINDENERGIE	25
5.2 WEITERE EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE ERLÖSE.....	27
6 EINSCHÄTZUNG DER WEITERBETRIEBSSITUATION	28
6.1 ABGLEICH VON ERMITTELTEN GESAMT-WEITERBETRIEBSKOSTEN UND POTENTIELLEN STROMMARKTERLÖSEN	28

6.2	FAZIT	30
	LITERATURVERZEICHNIS	33

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Jährliche und kumulierte installierte Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland (Stand 30.6.2016)	2
Abbildung 2:	Jährliche und kumulierte installierte Anzahl von Windenergieanlagen in Deutschland (Stand 30.6.2016)	3
Abbildung 3:	Alter von Windenergieanlagen im Bestand mit Stand vom 31.12.2015 bzw. 30.6.2016	4
Abbildung 4:	Verteilung des Bestands an WEA mit einem Alter von mindestens 16 Jahren auf die Bundesländer	5
Abbildung 5:	Verteilung des Bestands an WEA mit einem Alter von mindestens 16 Jahren auf verschiedene Leistungsklassen	5
Abbildung 6:	Verfahren zur Erstellung des Gutachtens zum Weiterbetrieb nach DIBt 2012 und GL 2009.....	8
Abbildung 7:	Durchschnittliche spezifische Betriebskosten von Windenergieanlagen in ct/kWh mit Standardabweichung bezogen auf die Gesamtbetriebskosten unterschieden nach Betriebsdekaden	16
Abbildung 8:	Annahme durchschnittliche spezifische Betriebskosten von Windenergieanlagen in ct/kWh in der dritten Betriebsdekade	22
Abbildung 9:	Häufigkeitsverteilung der Windenergie-Projekte hinsichtlich der Abweichung von den mittleren Betriebskosten.....	23
Abbildung 10:	Marktwert Wind Onshore und Marktwert EPEX zwischen Januar 2012 und September 2016 [ÜNB 2016]	26
Abbildung 11:	Gegenüberstellung von Gesamtkosten und wirtschaftlichem Anreiz (Erlösanforderungen) und Markterlösen an der Strombörse	31

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Annahmen zur Ermittlung der Kosten zur Erreichung der Weiterbetriebserlaubnis	13
Tabelle 2:	Betriebskosten von Windenergieanlagen in der 2. Betriebsdekade nach verschiedenen Veröffentlichungen	16
Tabelle 3:	Durchschnittliche Gesamtkosten aus Kosten für die Herstellung der Weiterbetriebsmöglichkeit und den Betriebskosten.....	29

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

a	Jahr
Abs.	Absatz
BDB	Betreiber-Datenbasis
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
bzw.	Beziehungsweise
ca.	circa
ct	Euro Cent
d.h.	das heißt
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DWG	Deutsche WindGuard
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EPEX	European Power Exchange (europäische Strombörse)
etc.	et cetera
ff.	folgende [Seiten]
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
i. V. m.	in Verbindung mit
kaufm. und techn. BF	kaufmännische und technische Betriebsführung
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
Nr.	Nummer
P	Leistung
S.	Seite
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WKP	Wiederkehrende Prüfung

1 HINTERGRUND

In den vergangenen Jahren wurde das Thema Weiterbetrieb von Windenergieanlagen zunehmend in den Fokus der Windenergiebranche genommen. Da der Windenergieausbau in den 90er Jahren begann, erreicht eine zunehmende Anzahl an Altanlagen ein Alter von 20 Jahren und damit das Ende der Auslebens-Lebensdauer. Viele Altanlagenbetreiber stehen dadurch vor der Frage, ob sie die Anlage noch weiterbetreiben wollen und wie dies rechtlich umzusetzen ist. In Bezug auf die Bewertung der Wirtschaftlichkeitssituation wird ein Weiterbetrieb zurzeit in der Regel positiv bewertet, da für alle Anlagen noch ein Vergütungsanspruch nach EEG besteht. Diese Situation wird ab dem Jahr 2021 nicht mehr so eindeutig aussehen, da dann erstmals Windenergieanlagen vollständig aus der EEG-Vergütung herausfallen werden. Das Thema Weiterbetrieb wird dann für eine sehr große Anzahl an Windenergieanlagen neu zu bewerten sein. Diese Zusammenhänge werden in der vorliegenden Analyse näher erläutert und die sich ergebenden Effekte analysiert.

1.1 GESETZLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

In den 1990er Jahren begann der kommerzielle Windenergieausbau in Deutschland. Gefördert durch das Stromeinspeisungsgesetz und verschiedene regionale Programme wurde die Nutzung der Windenergie wirtschaftlich. Seit dem Jahr 2000 wird die Installation von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert.

Mit dem EEG erhalten Windenergieanlagen über eine Laufzeit von 20 Jahren eine Einspeisevergütung bzw. eine gleitende Marktprämie (je nach gültigem EEG zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme). Durch die Einführung des EEG konnte der jährliche Windenergiezubau deutlich gesteigert werden. Dies verhalf Deutschland zu einem stetigen Ausbau der kumulierten installierten Leistung von Windenergieanlagen. Mit dem Inkrafttreten des EEG 2017 zum Jahresbeginn 2017 beginnt eine neue Phase der Förderung des Windenergieausbaus, in der die Förderung über Ausschreibungen vergeben wird und die Zubau- menge im Gesetz geregelt ist.

Regelungen im EEG
2000

Mit Inkrafttreten des ersten EEG wurde allen vor dem Jahr 2000 errichteten Anlagen ebenfalls die EEG-Vergütung für ei-

ne Laufzeit von 20 Jahren zugesichert [EEG 2000]. Gemäß § 7 Absatz 2 Satz 1 EEG 2000 gilt „Für Altanlagen [...] als Zeitpunkt der Inbetriebnahme im Sinne von Absatz 1 Satz 1 der 1. April 2000 [...]“. Weiterhin gilt laut § 9 Absatz 1 Satz 1, dass die „[...] Mindestvergütungen nach §§ 4 bis 8 für neu in Betrieb genommene Anlagen jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres zu zahlen [...]“ ist.

Zum 31. Dezember 2020 fallen erstmals WEA aus der EEG-Vergütung

Das bedeutet, dass zum 31. Dezember des Jahres 2020 erstmals Anlagen aus der EEG-Vergütung herausfallen werden und von da an keinen Anspruch auf eine Einspeisevergütung nach EEG mehr haben werden. Von 2021 an werden folglich jedes Jahr weitere Anlagen aus der EEG-Vergütung herausfallen.

1.2 BETROFFENER ANLAGENBESTAND

Ende 2020 wird die EEG-Vergütung für eine erhebliche Anzahl von Altanlagen auslaufen. Abbildung 1 zeigt den jährlichen und kumulierten Leistungszubau von Windenergieanlagen in Deutschland. Deutlich ersichtlich wird, dass der Leistungszubau vor dem Inkrafttreten des ersten EEG im Jahr 2000 in einer Größenordnung von bis zu 1,5 GW jährlich stattgefunden hat.

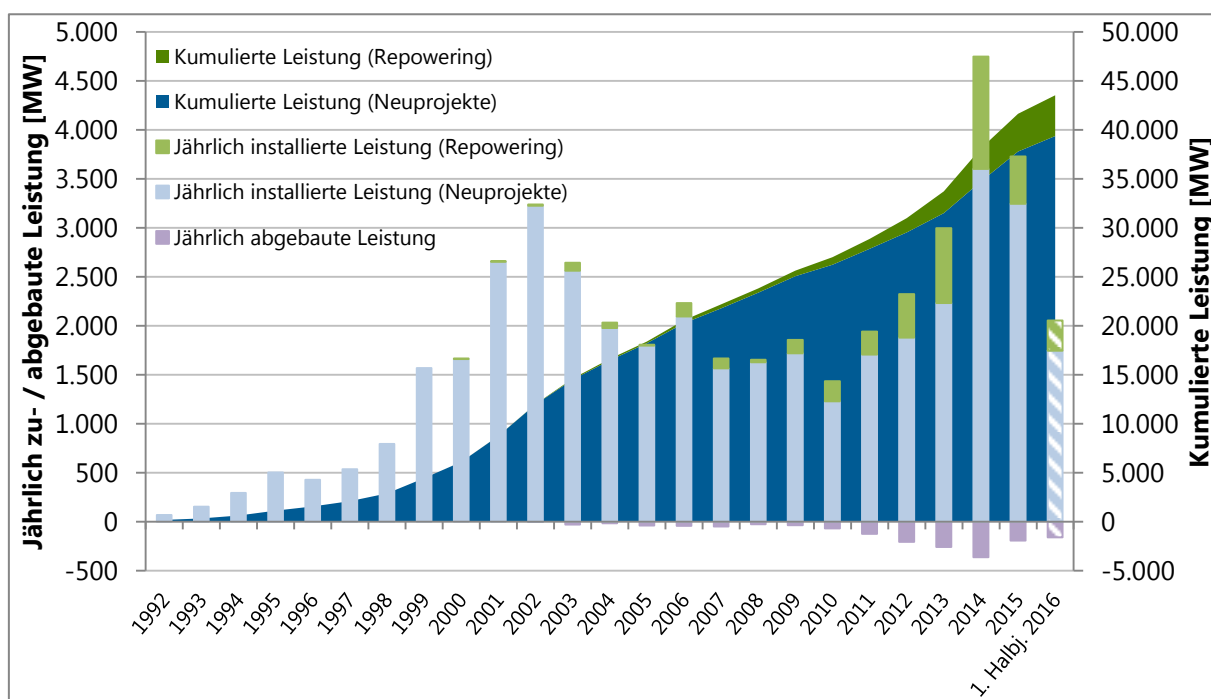


Abbildung 1: Jährliche und kumulierte installierte Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland (Stand 30.6.2016)
Quelle: DWG 2016b

Bis einschließlich des Jahres 2000 wurden Windenergieanlagen mit einer Leistung von etwa 6.100 MW in Deutschland errichtet. In Bezug auf das Thema Weiterbetrieb ist zudem insbesondere die installierte Anlagenanzahl relevant. In Abbildung 2 ist der Zubau nach Anlagenanzahl dargestellt. Bis Ende 2000 wurden bereits etwa 9.350 errichtete Windenergieanlagen erfasst.

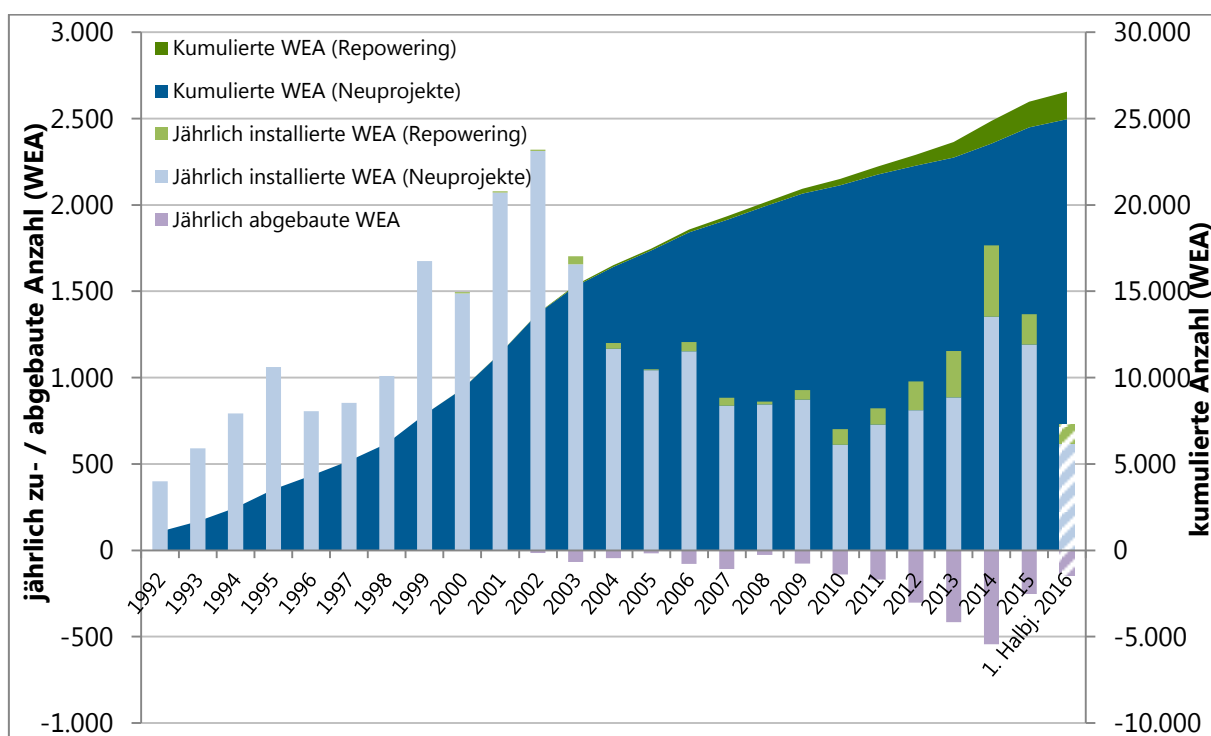


Abbildung 2: Jährliche und kumulierte installierte Anzahl von Windenergieanlagen in Deutschland (Stand 30.6.2016)

Quelle: DWG 2016 und DWG 2016b, Darstellung Deutsche WindGuard

Datenlage zu rückgebauten WEA ist unvollständig

Ein Teil dieser Anlagen wurde seither bereits zurückgebaut. Die Erfassung der abgebauten Anlagen wurde erst mit der Einführung des Anlagenregisters der BNetzA mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 [EEG 2014] einheitlich geregelt. Trotz großer Bemühungen ist die Erfassung von Anlagen, die vor August 2014 abgebaut wurden, aller Wahrscheinlichkeit nach nicht vollständig.

In Abbildung 3 ist der unter Berücksichtigung des bekannten Rückbaus zurzeit noch vorhandene Anlagenbestand nach dem jeweiligen Anlagenalter dargestellt (Stand 30.6.2016). Diese Auswertung, die wahrscheinlich eine Überschätzung des Bestands aufgrund des nicht erfassten Rückbaus beinhaltet, zeigt, dass mit Stand der Datenerfassung vom 30.6.2016 gut 7.100 Windenergieanlagen Ende 2020 aus der EEG Vergütung fallen werden.

Als alternative Quelle für den Bestand an Altanlagen wurde eine Kurzauswertung der Stamm- und Bewegungsdaten der Netzbetreiber 2015 durchgeführt und ebenfalls in Abbildung 3 dargestellt. Ende 2015 wurden gut 5.600 Datensätze mit einer Leistung von etwa 4.350 MW, die bis Ende 2020 in Betrieb genommen wurden und Ende 2015 noch in Betrieb waren, gezählt. [BNetzA 2016] In den Datensätzen der Netzbetreiber weist die den Anlagen jeweils zugeordnete Leistung darauf hin, dass teilweise mehrere Anlagen zu einem Datensatz zusammengefasst wurden. Dies lässt vermuten, dass der Altanlagenbestand in den Daten der Netzbetreiber in Bezug auf die Anlagenanzahl unterschätzt wird.

5.600 – 7.000 WEA fallen Ende 2020 aus der EEG-Vergütung

Es ist anzunehmen, dass der tatsächliche Anlagenbestand, der Ende 2020 aus der EEG-Vergütung fällt, in einer Größenordnung zwischen den in den beiden Quellen festgestellten Werten (5.600 bis 7.000 Windenergieanlagen) liegt.

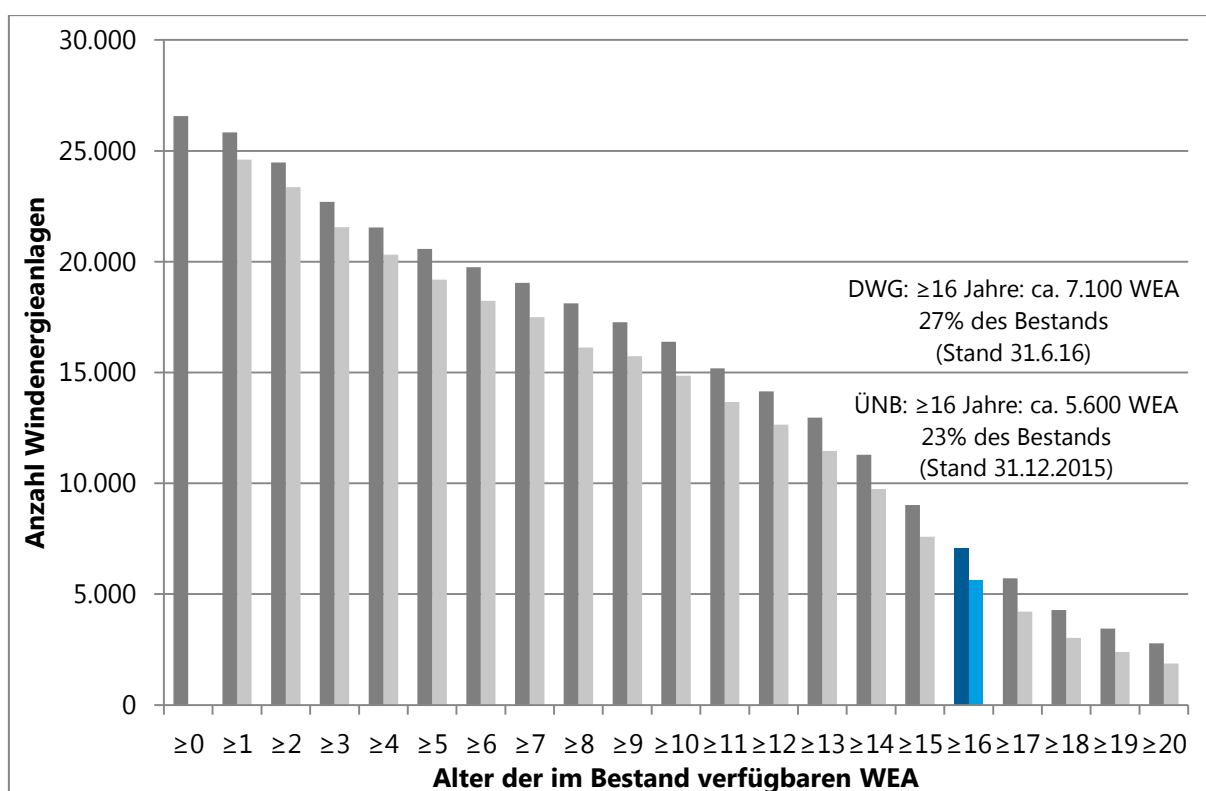


Abbildung 3: Alter von Windenergieanlagen im Bestand mit Stand vom 31.12.2015 bzw. 30.6.2016
Quelle: DWG 2016, DWG 2016b und BNetzA 2016, Darstellung Deutsche WindGuard

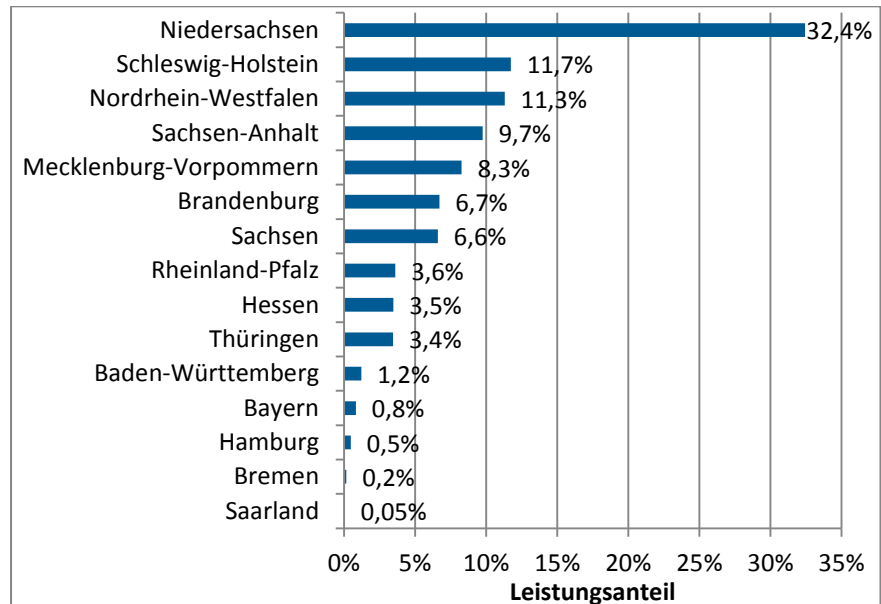
2021-2026 fallen jährlich ca. 1.600 WEA aus der EEG-Vergütung

Ab 2021 fallen in jedem Jahr weitere Anlagen aus der EEG Vergütung. Nach aktuellem Datenstand betrifft dies im Durchschnitt über die fünf folgenden Jahre jährlich etwa. 1.600 Windenergieanlagen [DWG 2016, BNetzA 2016] mit einer Leistung von durchschnittlich 2,5 GW pro Jahr. [BNetzA 2016]

Die folgende Abbildung 4 zeigt, wie sich der verbliebene Bestand an Anlagen mit einem Alter von mindestens 16 Jahren auf die Bundesländer verteilt. Es wird deutlich, dass Hauptschwerpunkte im Norden bis hin zur Mitte Deutschlands liegen. Niedersachsen lässt sich mit großem Abstand der größte Anteil dieser Altanlagen zuordnen.

Abbildung 4:
Verteilung des Bestands an WEA mit einem Alter von mindestens 16 Jahren auf die Bundesländer

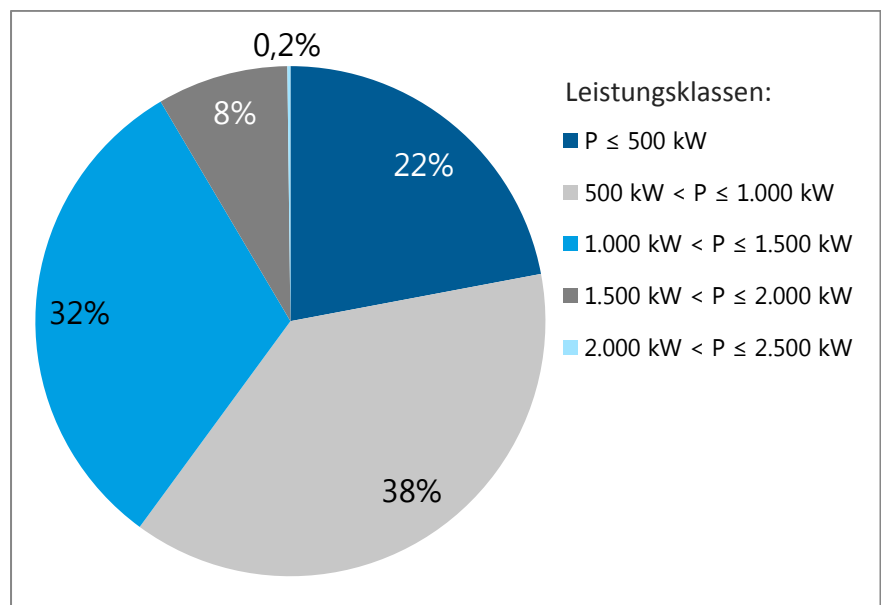
Quelle: BNetzA 2016, eigene Darstellung Deutsche WindGuard



Neben der regionalen Verteilung wird in der nachfolgenden Abbildung 5 zudem dargestellt, durch welche Leistungsklassen der betrachtete Bestand an Altanlagen charakterisiert ist. Rund 92% der Altanlagen verfügt über eine Leistung von bis zu 1,5 MW, rund 60% sind nicht größer als 1 MW.

Abbildung 5:
Verteilung des Bestands an WEA mit einem Alter von mindestens 16 Jahren auf verschiedene Leistungsklassen

Quelle: BDB 2016, eigene Darstellung Deutsche WindGuard



1.3 OPTION WEITERBETRIEB

In der Regel sind die zurzeit in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen in Deutschland für eine Betriebsdauer von 20 Jahren ausgelegt. Neben dem Repowering und dem Rückbau der Windenergieanlagen nach Ablauf der Betriebsdauer besteht die Option, den Weiterbetrieb der Altanlagen anzustreben. Für die Altanlagen ist dies insbesondere dann interessant, wenn ein Repowering nicht in Frage kommt. Grund dafür können zum Beispiel Taburegelungen aus den jeweils gültigen Regionalen Raumordnungsprogrammen sein, die alten Anlagen Bestandsschutz gewähren, die Installation moderner Neuanlagen jedoch ausschließen. Auch wenn ein Repowering theoretisch möglich ist, kann es aus wirtschaftlichen Gründen je nach Standort und Technologie unter Umständen interessanter sein, einen Weiterbetrieb über 20 Jahre hinaus anzustreben und erst zu einem späteren Zeitpunkt zu repowern.

Die Altanlagen, deren Investitionskosten abgeschrieben sind, können zu vergleichsweise niedrigen Kosten Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen. Trotz der vergleichsweise niedrigen Kosten ist ein wirtschaftlicher Betrieb nur möglich, wenn die anfallenden Kosten des Weiterbetriebs sowie die laufenden Betriebskosten durch die erzielbaren Erlöse für den erzeugten Strom gedeckt werden können und ein wirtschaftlicher Anreiz für den Betreiber zum Weiterbetrieb besteht.

Zurzeit ist der wirtschaftliche Weiterbetrieb durch die noch vorhandene EEG-Vergütung möglich und viele Anlagen werden auf dieser Basis weiter betrieben. In der vorliegenden Kurzanalyse soll betrachtet werden, welche Auswirkungen hierauf durch den Wegfall der EEG-Vergütung Ende 2020 zu erwarten sind. Zu diesem Zweck werden die Anforderungen und Kosten des Weiterbetriebs sowie die laufenden Betriebskosten hinsichtlich der anzunehmenden Höhe untersucht und den möglichen Erlösen aus der Veräußerung des erzeugten Stroms am Strommarkt (ohne Förderung durch das EEG) gegenübergestellt.

2 ANFORDERUNGEN FÜR DEN WEITERBETRIEB VON WINDENERGIEANLAGEN

Die Betreiber von Windenergieanlagen sind dafür verantwortlich, nach Ablauf der Entwurfsnutzungsdauer die nötigen Schritte einzuleiten, um die Bedingungen zum Weiterbetrieb zu erfüllen. Dies umfasst die notwendigen Gutachten, die genehmigungsrechtliche Abwicklung mit der zuständigen Behörde und die Verlängerung aller auslaufenden Verträge.

2.1 GUTACHTEN ZUM WEITERBETRIEB

Windenergieanlagen verfügen über eine Typenprüfung zum Nachweis der Standsicherheit und der Auslegungsdaten. Diese Typenprüfung legt eine Anlagenlebensdauer von 20 Jahren zugrunde. Die Baugenehmigung verweist in der Regel auf diese Typenprüfung bzw. basiert darauf. Nach Ablauf von 20 Betriebsjahren läuft die Typenprüfung ab und ein Windenergieanlagenbetreiber muss sich um ein Gutachten zur Weiterbetriebseignung kümmern.

Zudem erwarten beispielsweise Anlagenhersteller den Nachweis, um die Sicherheit der Anlagen bei von ihnen durchgeführten Wartungs- oder Reparaturmaßnahmen zu gewährleisten. Im Folgenden wird daher davon ausgegangen, dass die Eignung der Anlagen, über 20 Jahre hinaus betrieben zu werden, nachgewiesen werden muss.

Mittlerweise sind Standards und Richtlinien vorhanden, die die notwendigen Prüfungen zur Erlangung einer Weiterbetriebserlaubnis definieren. Für heute installierte Anlagen erfolgt in der Richtlinie für Windenergieanlagen des DIBt eine Festlegung, wie in Bezug auf den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen zu verfahren ist. Die DIBt-Richtlinie bezieht sich auf die „Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen“ aus dem Jahr 2009 des GL [GL 2009]. Zudem gibt es einen neueren Standard von DNV GL aus dem Jahr 2016 (Lifetime extension of wind turbines) [DNV GL 2016], der ebenfalls das Vorgehen bei der Überschreitung der Entwurfslebensdauer von Windenergieanlagen festlegt.

Es ist für jedes Projekt individuell zu prüfen, welche Schritte zur Erlangung der Weiterbetriebserlaubnis gemäß den Genehmigungsunterlagen erforderlich sind. Für die weitere Betrachtung wird davon ausgegangen, dass die Weiterbe-

triebserlaubnis nach DIBt-Richtlinie in Verbindung mit der GL-Richtlinie Anwendung findet.

Grundlegend wird bei Erstellung des Gutachtens zum Weiterbetrieb zwischen der analytischen und der praktischen Methode unterschieden [GL 2009]. Ergänzt wird die jeweilige Methode gemäß DIBt durch weitere Untersuchungen: die praktische Methode durch statische Berechnungen und die analytische Methode durch repräsentative Probennahme. In Abbildung 6 ist das grundlegende Vorgehen dargestellt. Das praktische und das analytische Verfahren mit der jeweiligen Ergänzung können gleichberechtigt genutzt werden.

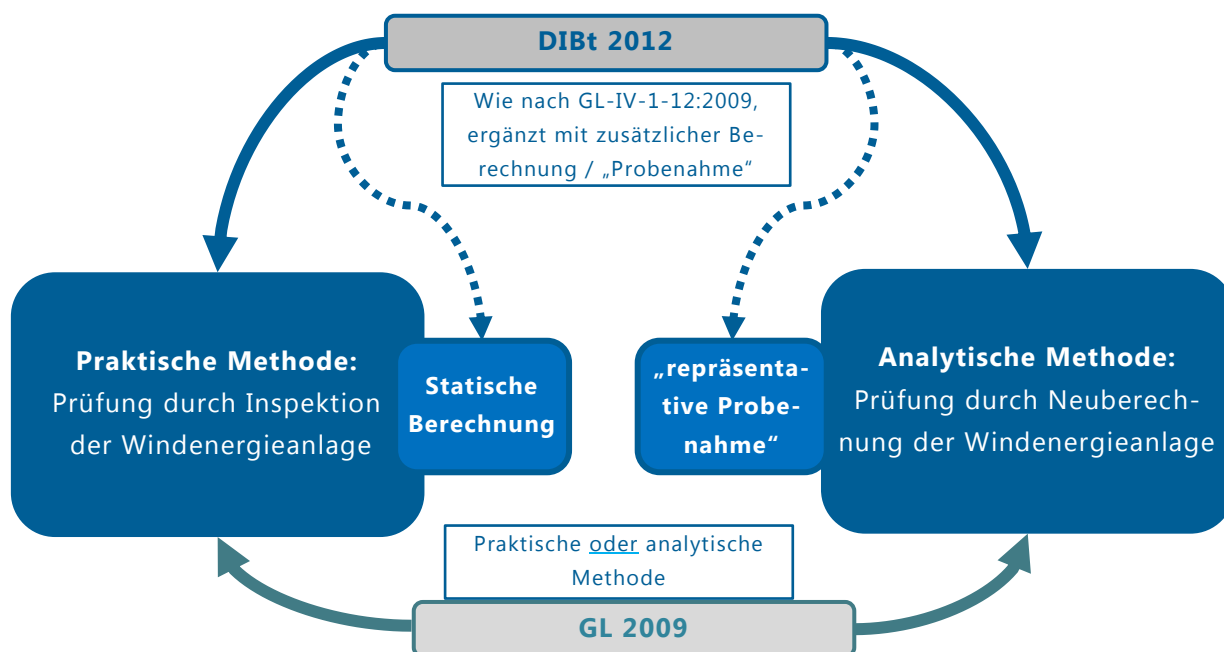


Abbildung 6: Verfahren zur Erstellung des Gutachtens zum Weiterbetrieb nach DIBt 2012 und GL 2009
Abbildung nach WindGuard Certification

Auch nach der neueren DNV GL-Richtlinie [DNV GL 2016] wird sowohl ein analytischer Teil als auch ein praktischer Teil bei der Bewertung der Weiterbetriebsfähigkeit vorgesehen. Dabei wird mittels des analytischen Teils die mögliche Weiterbetriebsdauer ermittelt, der praktische Teil dient der Bewertung des technischen Zustands der Anlage, auf der die Festlegung der weiteren Inspektionsintervalle basiert.

2.2 GENEHMIGUNGSRECHTLICHE ABWICKLUNG UND WEITERE NACHWEISE

Der Genehmigungsbehörde gegenüber muss der Anlagenbetreiber nachweisen, dass die Anlage weiterhin alle Bedingun-

gen der erteilten Genehmigung erfüllt. Mit dem Einreichen der Gutachten zum Weiterbetrieb, bescheinigt er, dass die Windenergieanlage in einem Zustand befindlich ist, der den Betrieb über die Entwurfsnutzungsdauer hinaus ermöglicht. Grundlage der Genehmigung sind aber auch weitere Auflagen, wie zum Beispiel einzuhaltende Schallpegel, Schattenwurf-Regelungen oder naturschutzrechtliche Belange. Mit der Verlängerung der Betriebszeit kann die Genehmigungsbehörde beispielsweise einen erneuten Nachweis der Schallimmissionen der Windenergieanlage einfordern, auch können beispielsweise Sachstandsberichte zu naturschutzrechtlichen Fragestellungen angefordert werden.

Wann und ob diese Nachweise zu erbringen sind, entscheidet die Genehmigungsbehörde. Die Erfahrung von Behörden und Betreibern mit diesen Vorgängen sind mitentscheidend für einen reibungslosen Ablauf. Gegebenenfalls kann sich der Anlagenbetreiber juristische oder andere Beratung hierzu einholen. Der Anlagenbetreiber muss auf Nachfrage nachweisen, dass der Anlagenbetrieb keine der Bedingungen der Genehmigung verletzt. Sind alle genehmigungsrechtlichen Anforderungen erfüllt, steht einem Weitertrieb von dieser Seite aus nichts im Weg.

3 INVESTITION ZUM ÜBERGANG IN DEN WEITERBETRIEB

Die Kosten zur Erreichung der Weiterbetriebserlaubnis können projektspezifisch unterschiedlich sein. Neben dem eigentlichen Begutachtungsprozess, der für jede Anlage durchlaufen werden muss, fallen intern Kosten beim Betreiber an, der den Prozess betreuen muss. Weiterhin ist es möglich, dass durch die Inanspruchnahme von juristischer Beratung etc. weitere Kosten anfallen.

Im Folgenden wird der Kostenaufwand pro kW installierter Leistung im Zusammenhang mit der Erreichung der Erlaubnis zum Weiterbetrieb abgeschätzt, um zu einer allgemeinen Bewertung zu gelangen. Schließlich werden die Kosten auf eine Annahme zur Weiterbetriebszeit und zu den erzielbaren Energieerträgen bezogen, um zu einer Kostenannahme pro kWh zu gelangen.

3.1 KOSTEN FÜR DAS GUTACHTEN ZUM WEITERBETRIEB

Projektspezifische Einflussfaktoren

Zur Beurteilung der Anlagen hinsichtlich der Weiterbetriebseignung ist ein geeigneter unabhängiger akkreditierter Gutachter zu beauftragen. Die Kosten, die für die Untersuchung anfallen, variieren je nach Anbieter und Leistungsumfang. Auch können Projekteigenschaften, wie beispielsweise die zu begutachtende Anlagenanzahl an einem Standort oder die Nennleistung der Anlagen einen Einfluss auf die Höhe der Kosten haben. Mit erhöhten Kosten ist zu rechnen, wenn die Anlage zum Beispiel auf einem Gitterturm errichtet wurde, da bei diesen Türmen ein erhöhter Aufwand bei der Inspektion anfällt. In Abhängigkeit von den Anforderungen des Projekts können im Rahmen der Gutachtenerstellung auch optionale Leistungen erbracht werden. Diese betreffen zum Beispiel Aufgaben, wie die Ermittlung der Windbedingungen (wenn diese nicht bekannt sind) oder erweiterte praktische Untersuchungen, wie Ölanalysen oder Getriebeendoskopien. Durch solche projektspezifischen Unterschiede und Erweiterungen können die Kosten stark variieren und werden im Rahmen dieser Studie lediglich als übliche Kosten ohne zusätzliche Leistungen abgeschätzt. Diese können somit nicht als allgemeingültiger Maßstab für alle Projekte verstanden werden.

Annahme der Kosten des Gutachtens

Auf Basis von Aussagen innerhalb der Branche und des Expertenwissens der Deutschen WindGuard werden im Folgenden Annahmen für die Kosten für das Gutachten getroffen. Die Kosten von Gutachten können, wie oben beschrieben, stark variieren und können pro Anlage etwa zwischen 5.000 und 20.000 Euro liegen [Fries 2016]. Um eine geeignete Annahme für die weitere Analyse zu treffen, wird unter Berücksichtigung der zurzeit relevanten Anlagentechnologie für den Weiterbetrieb nach 2020 (Anlagen zwischen 600 und 1.500 kW) abgeleitet, dass die Kosten für das Gutachten zur Weiterbetriebseignung für den Großteil der Anlagen bei etwa **7-20 €/kW** liegen. Abhängig von den inkludierten Leistungen können die Kosten deutlich variieren. Auch können Skaleneffekte bei der Beauftragung mehrerer Weiterbetriebsgutachten für Anlagen gleichen Typs zu vergleichsweise niedrigeren Kosten führen.

Aktualisierung des Weiterbetriebsgutachtens

Um die Gültigkeit eines erteilten Weiterbetriebsgutachtens zu erhalten, sind in regelmäßigen Abständen Aktualisierungsprüfungen erforderlich. Üblicherweise wird alle zwei Jahre (in Sonderfällen jährlich) eine Überprüfung durchgeführt, die das Weiterbetriebsgutachten bestätigen oder gegebenenfalls aufklagen macht. Kosten für diese Prüfungen werden nicht geson-

dert dargestellt, da diese die in den ersten 20 Jahren des Betriebs durchgeführte und somit in den Betriebskosten enthaltende „Wiederkehrende Prüfung (WKP)“ ersetzt. Projektspezifisch können die Kosten zwischen WKP und Weiterbetriebsprüfung geringfügig abweichen.

3.2 ZUSÄTZLICHE KOSTEN IM ZUSAMMENHANG MIT DER GENEHMIGUNGSRECHTLICHEN ABWICKLUNG

Neben den Kosten für das Gutachten zum Weitertrieb fallen Kosten für die Begleitung des Begutachtungsprozesses, die gegebenenfalls notwendige Kommunikation mit den Genehmigungsbehörden und die Erstellung weiterer Nachweise zur Einhaltung von Genehmigungsbedingungen sowie, wenn erforderlich, juristischem Beistand an. Es ist davon auszugehen, dass auch diese Kosten stark durch die jeweiligen Projekteigenschaften, wie Projektgröße, Standorteigenschaften wie Bebauung oder Fauna sowie die Ausgestaltung der Baugenehmigung und die Anforderungen der jeweiligen Genehmigungsbehörde beeinflusst werden. Die Kosten können demnach weit gestreut sein, von relativ geringen Kosten für die interne Abwicklung bis hin zu hohen Kosten für verschiedene Nachweise, Beratung etc.

In der Literatur liegen keine fundierten Daten für die zusätzlichen Kosten der Weiterbetriebsabwicklung vor. Im Folgenden wird angenommen, dass die Kosten im Durchschnitt in einer Größenordnung von etwa 25% der Gutachternkosten liegen. Unter Berücksichtigung der angenommenen Bandbreite der Gutachternkosten ergeben sich somit weitere Kosten von **1,75 - 5 €/kW**.

3.3 ERZIELBARE ENERGIEERTRÄGE

Annahme Energieertrag

Neben den anfallenden Kosten ist für eine Beispielberechnung eine Annahme für die erzielbaren Energieerträge zu treffen, um zu einer Kostenannahme je produzierter kWh zu gelangen. Eine Kurzauswertung der Stamm- und Bewegungsdaten der Netzbetreiber 2015 [BNetzA 2016] zeigt, dass die Volllaststunden, die die analysierten Anlagen (Inbetriebnahme im Jahr 2000 oder eher, Einspeisung im Jahr 2020 vorhanden und nicht außer Betrieb genommen bis zum 31.12.2015 $\pm$ 4,3 GW) im Mittel im Jahr 2015 erreicht haben, bei 1.456 h/a liegen. 50% der Anlagen speisten 2015 zwischen **1.227 und 1.723 Volllaststunden** ein. Trotz projektspezifisch deutlicher

Abweichungen wird der ermittelte Durchschnitt im Folgenden als typische Volllaststundenanzahl pro Jahr angenommen.

3.4 BETRACHTUNGSZEITRAUM

Möglicher Weiterbetriebszeitraum

Relevant für die Kostenbetrachtung ist auch der Bezugszeitraum, über den eine Amortisierung der Kosten angestrebt werden soll. So werden die ermittelten Kosten rechnerisch auf die weiteren Betriebsjahre verteilt. Ein möglicher Ansatz hierfür wäre eine Verteilung in Abhängigkeit der möglichen Weiterbetriebsdauer. Einem Fachartikel zufolge berichtet ein Experte, dass im Rahmen der Überprüfungen Zeiträume von 4 bis 22 Jahren als Restnutzungszeiträume festgestellt wurden. Dabei kann die Ausschöpfung der Restnutzungsdauer an Auflagen, wie beispielsweise die Erneuerung bestimmter Bauteile, geknüpft sein. [WID 2016] Sollten Auflagen dieser Art den Austausch von Großkomponenten betreffen, die beispielsweise im Vollwartungskonzept des Herstellers für Anlagen mit einem Alter von mehr als 20 Jahren nicht inbegriffen sind, können dabei erhebliche Ersatzinvestitionen anfallen [Enercon 2016].

Angestrebte Kostenverteilung

Die Verteilung der Kosten über einen sehr langen Zeitraum (der gegebenenfalls im Rahmen des Gutachtens festgestellt wird) ist allerdings aufgrund des Risikos und der Finanzierungszeiträume nicht sinnvoll. Hinsichtlich der üblicherweise nach zwei Jahren erforderlichen Überprüfung der Anlage zur Verlängerung des Gutachtens, kann argumentiert werden, dass die Investition in das ursprüngliche Gutachten innerhalb dieses Zeitraums finanziert werden sollte. Je nach Projektstatus ist ebenfalls begründbar, dass die Kosten über einen längeren Zeitraum verteilt werden können, da die Verlängerung des Gutachtens bei gutem Zustand der Anlagen ohne erhebliche Mehrkosten möglich ist. Ein zu langer Amortisationszeitraum ist aufgrund des Risikos für eine erforderlich werdende Ersatzinvestition in steigendem Anlagenalter nicht empfehlenswert. Im Folgenden wird daher angenommen, dass sich die Kosten für das Weiterbetriebsgutachten über **2 bis 5 Betriebsjahre** verteilen.

3.5 DURCHSCHNITTliche KOSTEN ZUR HERSTELLUNG DER WEITERBETRIEBSOPTION

Die verschiedenen Parameter, die die Investitionskosten für den Übergang in den Weiterbetrieb beeinflussen, werden im Folgenden zusammengeführt und variiert. Projektspezifisch

können die Eingangsparameter erheblich abweichen. Die beschriebenen Eingangsparameter und die resultierenden Kosten werden zusammenfassend in Tabelle 1 dargestellt. Jeweils ein Parameter wird variiert. Weiterhin wird ein Beispiel mit jeweils allen Parametern, die zu niedrigen beziehungsweise hohen Kosten führt sowie ein durchschnittlicher Fall berechnet.

Parameter	Einheit	Kosten Gutachten		Weitere Kosten		Volllaststunden		Verteilungszeitraum		Alle Parameter		Gemittelte Annahme
		Niedrig	Hoch	Niedrig	Hoch	Hoch	Niedrig	Lang	Kurz	Niedrige Kosten	Hohe Kosten	
Kosten Gutachten	€/kW	7	20	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	7	20	13,5
Weitere Kosten	€/kW	3,375	3,375	1,75	5	3,375	3,375	3,375	3,375	1,75	5	3,375
Volllaststunden	h	1.456	1.456	1.456	1.456	1.723	1.227	1.456	1.456	1.723	1.227	1.456
Verteilungszeitraum	a	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	5	2	5	2	3,5
Kosten je kWh	ct/kWh	0,20	0,46	0,30	0,36	0,28	0,39	0,23	0,58	0,10	1,02	0,33

Tabelle 1: Annahmen zur Ermittlung der Kosten zur Erreichung der Weiterbetriebserlaubnis

Kosten je eingespeister kWh

Abhängig davon, welche spezifischen Annahmen für ein Projekt zu treffen sind, erreichen die anzunehmenden Kosten für die Erreichung der Weiterbetriebserlaubnis eine relativ weite Bandbreite. Im unteren Kostenbereich liegt der Aufwand bei 0,1 ct/kWh, im oberen Kostenbereich beläuft sich der Aufwand mit 1,02 ct/kWh auf das 10-fache dieses Werts. Hierzu ist allerdings anzumerken, dass ein gleichzeitiges Eintreffen aller kostensenkenden- oder treibenden Faktoren extrem unwahrscheinlich ist.

Aufgrund der großen Einzelfallabhängigkeit der Kosten erscheint es angebracht, für die Verwendung im weiteren Verlauf der Analyse einen möglichst realitätsnahen Mittelwert zu identifizieren. Legt man mittlere Annahmen für alle Eingangsparameter zugrunde, ergeben sich Kosten von **0,33 ct/kWh** zur Erreichung der Weiterbetriebserlaubnis. Dieser Wert wird im Folgenden als mittlerer Kostensatz für die Erreichung der Weiterbetriebserlaubnis allen weiteren Berechnungen zugrunde gelegt.

3.6 VERLÄNGERUNG ALLER AUSLAUFENDEN VERTRÄGE

Mit dem Ablauf der ersten zwanzig Jahre der Betriebszeit wird für viele Projekte die Verlängerung verschiedener Verträge erforderlich. In Abhängigkeit davon, welche Vertragslaufzeiten beispielsweise für Pacht-, Wartungs- oder Versicherungsverträge angesetzt wurden, sind vom Anlagenbetreiber Entscheidungen zur Änderung des Wartungs- beziehungsweise Betriebskonzepts zu treffen. Zum Zweck der Erhaltung der Wirtschaftlichkeit eines Projekts kann beispielsweise ein Basis-Wartungsvertrag statt einer teureren Vollwartung gewählt werden, oder der Versicherungsschutz in einigen Bereichen reduziert werden. Solche Entscheidungen führen zur Senkung der direkten Kosten, bringen aber auch eine Erhöhung des Risikos mit sich, die entsprechend zu berücksichtigen ist.

Neben der Verlängerung von betriebsbezogenen Verträgen läuft auch eine Vielzahl von Pachtverträgen nach 20 Jahren aus. Oftmals sind die Verträge zur Flächenpacht mit Verlängerungsoptionen versehen, die eine vergleichsweise unproblematische Verlängerung des Betriebszeitraums zu den bei Vertragsabschluss festgelegten Konditionen erlauben. Sollte keine solche Verlängerungsoption vorgesehen sein, müssen entsprechende Verhandlungen mit den Verpächtern geführt werden. Bei der Verlängerung der Pacht sollte berücksichtigt werden, dass ab einer Nutzungsdauer von 30 Jahren ein Eigentumsübergang auf den Flächeneigener möglich ist.

4 BETRIEBSKOSTEN IM WEITERBETRIEBSZEITRAUM

Die Betriebskosten bestimmen die Weiterbetriebssituation einer Windenergieanlage maßgeblich und sind für die Weiterbetriebs-Entscheidung von zentraler Bedeutung. Zu den Betriebskosten von Windenergieprojekten liegen wissenschaftliche Analysen vor, allerdings beziehen sich diese stets auf die in der Anlagenauslegung berücksichtigte Betriebsdauer von 20 Jahren. Im Rahmen dieses Kapitels gilt es nun zu untersuchen, inwiefern sich die Betriebskosten beziehungsweise ihre Bestandteile im Weiterbetriebszeitraum >20 Jahre verändern, um zu einer geeigneten Annahme für die weiteren Analysen zu gelangen.

4.1 BETRIEBSKOSTEN IN DER ZWEITEN BETRIEBSDEKADE

Die Betriebskosten umfassen unter anderem Kosten für Wartung und Instandhaltung, Flächenpacht und Betriebsführung. Weiterhin sind Vermarktungskosten zu berücksichtigen, die anfallen, wenn nach Auslaufen des EEG-Vergütungsanspruchs der Strom am Strommarkt veräußert werden muss. Betriebskosten variieren projektspezifisch stark.

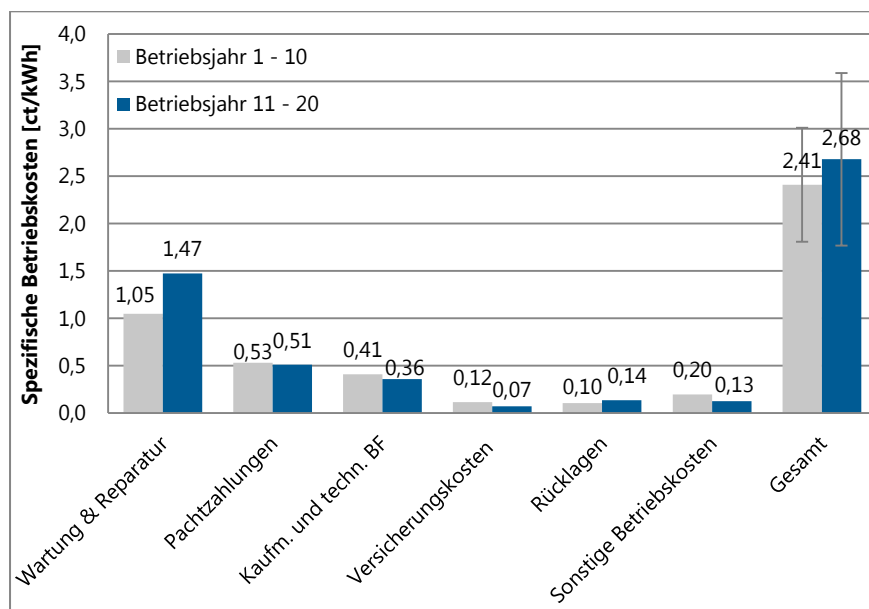
Da zu den Betriebskosten in der dritten Betriebsdekade keine stichhaltigen Daten vorliegen, werden an dieser Stelle zunächst Daten für die zweite Betriebsdekade heran gezogen. Die Deutsche WindGuard hat im Jahr 2013 im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems eine Studie zur Kostensituation der Windenergie erstellt, im Rahmen derer unter anderem die Betriebskosten von Windenergieanlagen in der zweiten Betriebsdekade erhoben wurden. [DWG 2013] Die Werte beziehen sich auf Anlagen im Installationszeitraum 2009 bis 2013 und wurden durch die Betreiber und Projektierer für die zweite Betriebsdekade abgeschätzt. Diese dienen als Grundlage für die nachfolgende Abschätzung der Betriebskosten in der dritten Dekade von Anlagen, die 2020 aus der EEG-Vergütung fallen.

In Abbildung 7 sind die Erhebungsergebnisse aus dem Jahr 2013 bezogen auf die Kosten je Kilowattstunde (kWh) dargestellt. Insbesondere die Kosten für Wartung und Betrieb sind in der zweiten Betriebsdekade gegenüber den ersten zehn Jahren der Anlagenlaufzeit erhöht. Die Betriebskosten für Anlagen in der zweiten Betriebsdekade liegen den Annahmen der Betreiber und Projektierer nach bei 2,68 ct/kWh. Im Rahmen

der Erhebung und Auswertung der Betriebskosten wurde für die zweite Betriebsdekade eine Standardabweichung von 34% festgestellt. Extremwerte weichen deutlich stärker ab. Auf Basis der Standardabweichung können in der zweiten Dekade Betriebskosten von **1,77-3,59 ct/kWh** als typische Bandbreite angesehen werden.

Abbildung 7:
Durchschnittliche spezifische Betriebskosten von Windenergieanlagen in ct/kWh mit Standardabweichung bezogen auf die Gesamtbetriebskosten unterschieden nach Betriebsdekaden

[DWG 2013]



Betriebskosten in der zweiten Dekade in anderen Quellen

Annahmen für die gesamten Betriebskosten der zweiten Betriebsdekade aus den EEG-Erfahrungsberichten 2011 und 2013 sind in Tabelle 2 dargestellt. Die Ergebnisse weichen um weniger als 10 % von den in der Kostenstudie ermittelten Betriebskosten ab, dabei liegen einige Ergebnisse über und andere unter den Ergebnissen der Datenerhebung im Rahmen der Kostenstudie der Verbände von 2013 [DWG 2013]. Es wird davon ausgegangen, dass die neueren Erhebungen durch einen größeren Erfahrungsschatz bei den befragten Unternehmen im Betrieb von Anlagen in der zweiten Dekade profitieren und daher die Verwendung der Erhebungsdaten von 2013 gerechtfertigt ist.

Tabelle 2:
Betriebskosten von Windenergieanlagen in der 2. Betriebsdekade nach verschiedenen Veröffentlichungen

Quelle Betriebskosten 2. Dekade	DWG 2013 (Basisannahme)	IE Leipzig 2013	DWG 2011
ct/kWh	2,68	2,89	2,49
Abweichung	100%	108%	93%

4.2 ENTWICKLUNG DER BESTANDTEILE DER BETRIEBSKOSTEN

Im Folgenden wird betrachtet, inwieweit die Annahmen innerhalb der einzelnen Kostengruppen auch in der dritten Betriebsdekade ansetzbar sind.

Wartung & Reparatur

Kosten für Wartung und Reparatur fallen auch in der dritten Betriebsdekade von Windenergieanlagen an, jedoch wird es in der Regel keinen Vollwartungsvertrag mehr geben. Der Anlagenhersteller Enercon bietet beispielsweise ein spezielles Wartungskonzept für Anlagen ab dem 20. Betriebsjahr an, dass Leistungen wie die geplante Instandhaltung und die Fernüberwachung der WEA sowie die Reparatur, den Austausch von Standard-Ersatzteilen und die Fehlersuche im Servicefall beinhalten. Leistungen, wie die Reparatur und den Austausch von Großbauteilen, die Großbauteil-Logistik, die Krangstellung für den Großbauteiltausch und weitere Punkte gemäß einer Ausschlussliste werden jedoch aufgrund des höheren Ausfallrisikos ausgeklammert. [Enercon 2016] Laut [neue energie 2016] liegen die Kosten hierfür bei 0,7 ct/kWh. Alternativ zur Herstellerwartung können Anlagenbetreiber auch unabhängige Wartungsunternehmen beauftragen. Die Einsparmöglichkeiten haben aber ihre Grenzen, da letztlich die Betriebssicherheit der Windenergieanlagen gewährleistet bleiben muss und somit die Einhaltung von Wartungs- und Prüfungsintervallen.

Grundannahme:

Wenn kein Vollwartungsvertrag mehr vorliegt und Großreparaturen nicht mehr im Wartungskonzept enthalten, müssen Betreiber Reparaturrücklagen bilden, wenn sie nicht beim ersten größeren Schaden den Betrieb einstellen wollen. Diese Notwendigkeit ergibt sich oftmals bereits in der zweiten Betriebsdekade, da die Vollwartungsverträge in der Regel über 15 Jahre laufen. Das heißt, dass der in der zweiten Dekade dargestellte Wert im Rahmen der weiteren Analysen als Annahme für die dritte Dekade verwendet werden kann.

Einschätzung des verbleibenden Kostenspielraums:

Letztlich besteht ein hoher Kostendruck in Bezug auf den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen. Ein Betreiber kann grundsätzlich auch ohne die Rücklagenbildung die Turbine weiterbetreiben, das bedeutet aber auch, dass diese bei der ersten größeren Reparatur außer Betrieb geht (Risikosteigerung). Weitere Ansätze wären die Entwicklung neuer Servicekonzepte, bei denen Abstriche hinsichtlich der Begehungsfre-

quenz und der angestrebten Verfügbarkeit gemacht werden und/oder Wartungsarbeiten und Arbeiten der technischen Betriebsführung möglichst kombiniert abgewickelt werden. [neue energie 2016] Diese Konzepte müssen am deutschen Markt aber erst etabliert werden. Die Betriebssicherheit muss bei allen diesen Überlegungen natürlich stets gewährleistet bleiben.

Pachtzahlungen

Die Pachtzahlungen werden an den Eigentümer der Fläche gezahlt, auf dem die Windenergieanlagen errichtet sind. Sie fallen in der dritten Dekade ebenso an wie in den ersten 20 Betriebsjahren. Zwischen der ersten und zweiten Betriebsdekade wurden im Rahmen der Datenerhebung nur leichte Kostenabweichungen festgestellt.

Grundannahme:

Betreiber von Windenergieanlagen erläuterten, dass Pachtverträge oftmals mit Verlängerungsoptionen für einen Zeitraum über 20 Jahre hinaus, versehen sind und entsprechende Preissicherungsklauseln für die Grundstückseigentümer beinhalten. Für die Weiterbetriebszeit wird daher angenommen, dass die Kosten aus der zweiten Dekade sich fortsetzen.

Einschätzung des verbleibenden Kostenspielraums:

Die Grundeigentümer sind in der Regel heutzutage sehr verhandlungssicher und große Kosteneinsparungen sind im Bereich der Pachtzahlungen daher eher unwahrscheinlich, auch wenn keine Preissicherungsklauseln bestehen. Es kann Einzelfälle geben, in denen leichte Kostensenkungen möglich sind. Insbesondere wenn die Fläche für ein Repowering ungeeignet ist, könnte sich die Verwandlungsposition der Betreiber verbessern, da der Grundbesitzer nicht durch potenzielle Mehreinnahmen mit einem neuen Projekt gelockt wird.

Kaufmännische und technische Betriebsführung

Die Kosten für kaufmännische und technische Betriebsführung fallen auch in der Weiterbetriebszeit an. Es können zudem weitere Kosten anfallen, da mit sinkender Abdeckung von Schäden durch Vollwartungsverträge und/oder Versicherungen häufiger eine eigene Vorgangsabwicklung erfolgen muss bzw. zusätzlich regelmäßig kalkuliert werden muss, ob ein Weiterbetrieb weiterhin rentabel ist. Zudem muss die Abwicklung der Direktvermarktung in die kaufmännische Betriebsführung integriert werden.

Grundannahme:

Die Kosten für kaufmännische und technische Betriebsführung ändern sich in der dritten Dekade nicht wesentlich, so dass der

Kostenansatz im Rahmen der weiteren Analyse beibehalten wird. Im Bereich der technischen Betriebsführung können ggf. leichte Einsparungen durch eine weniger stark zustandsorientierte Strategie erreicht werden, die aber voraussichtlich einem etwas größeren Aufwand im Bereich der Vorgangsabwicklung gegenüber stehen. Auch durch den Verzicht auf eine Bereitschaft rund um die Uhr könnten leichte Kosteneinsparungen erzielt werden.

Einschätzung des verbleibenden Kostenspielraums:

Zukünftige Betriebsführungskonzepte könnten gegebenenfalls durch speziell für Altanlagen entwickelte Strategien (wie beispielsweise die Kombination mit Wartungskonzepten, siehe oben) leichte Kostenreduzierungen erreichen, die Möglichkeiten erscheinen aber relativ stark begrenzt.

Versicherungen

Die Versicherungskosten bei gleichem Versicherungsumfang sind in der dritten Betriebsdekade mit mindestens den Kosten der zweiten Dekade zu bemessen. Der Großteil der möglichen Reduzierungen des Versicherungsumfangs wurde in den Ausgangsdatensätzen bereits im Verlauf der zweiten Betriebsdekade vollzogen.

Grundannahme:

Im Rahmen der weiteren Analysen wird davon ausgegangen, dass der in der zweiten Dekade etablierte Grundversicherungsschutz in der dritten Dekade beibehalten wird. Im Folgenden wird jedoch angenommen, dass die Kosten unverändert bleiben.

Einschätzung des verbleibenden Kostenspielraums:

Die minimale Strategie würde vorsehen, ausschließlich die unverzichtbare Haftpflichtversicherung beizubehalten, dies entspräche der maximalen Kostensenkung, die sich aber in einem eher geringfügigen Rahmen bewegt, ein erheblicher Einfluss auf die Gesamt-Betriebskosten besteht nicht.

Rücklagen

Rücklagen für den Rückbau der Windenergieanlagen wurden in der ersten und zweiten Betriebsdekade angelegt. Tatsächlich werden die Rücklagen für den Rückbau oftmals zum Ende der Betriebszeit hin überprüft und gegebenenfalls angepasst, um bis zum Rückbau der Anlage erhöhte Kosten ansparen zu können.

Grundannahme:

Es wird im Folgenden jedoch angenommen, dass der Weiterbetrieb der Anlagen über das Ende der zweiten Betriebsdekade

hinaus und die daraus folgende Aufschiebung des Rückbaus nicht dazu führt, dass weitere Rückstellungen für den Rückbau gemacht werden müssen. Dieser Kostenpunkt entfällt damit in der dritten Betriebsdekade.

Einschätzung des verbleibenden Kostenspielraums:

Keine, da Kostenpunkt bereits im Rahmen der Grundannahmen entfällt.

Sonstige Betriebskosten

Als Sonstiges werden Kosten erfasst, die vom Befragungsteilnehmer nicht in eine der übrigen Kategorien eingeordnet werden konnten. Beispielsweise wurden hier Aufwendungen für Büroräume, Strombezugskosten und ähnliches erfasst. Aufgrund der projektspezifischen Anforderungen an verschiedene Projekte können sehr unterschiedliche Anforderungen bestehen. Es wird angenommen, dass eine entsprechende Kostenposition auch in der dritten Dekade zu berücksichtigen ist.

Grundannahme:

Da die sonstigen Kosten in der Datenquelle bereits in der zweiten Dekade leicht sinken, ist davon auszugehen, dass Reduktionspotentiale hier bereits angegangen wurden. Aus diesem Grund werden für die weiteren Analysen keine weiteren Kostensenkungen berücksichtigt.

Einschätzung des verbleibenden Kostenspielraums:

Es lassen sich keine weiteren Ansätze zur Kostensenkung begründet definieren.

Direktvermarktungskosten

In der Erhebung von Kostendaten 2013 wurden Vermarktungskosten nicht berücksichtigt. Windenergieanlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommen wurden, sind nicht zur Direktvermarktung verpflichtet und haben bisher Anspruch auf eine Festvergütung. Fallen diese Anlagen Ende 2020 aus der EEG-Vergütung, muss der Strom an der Börse oder anderweitig vermarktet werden. Dabei fallen zusätzliche Kosten an. Im EEG 2014 werden diese Kosten mit 0,4 ct/kWh bewertet. Direktvermarkter gaben hingegen an, dass die tatsächlichen Vermarktungskosten von verschiedenen Faktoren, wie beispielsweise Standort, Parkgröße beziehungsweise Portfoliogröße und Vertragslaufzeit abhängen, aber in der Regel unter dem Wert von 0,4 ct/kWh liegen. Möglicherweise sind die tatsächlichen Kosten der Direktvermarktung sogar deutlich niedriger. In einer veröffentlichten Pressemittelung des Energieberatungsunternehmens ISPEX wird beispielsweise ein Wert von 0,06 – 0,08 ct/kWh als branchenüblich bezeichnet, wobei ISPEX selbst noch günstiger sei

[ISPEX 2015]. Das hinter diesen Werten stehende Portfolio und weitere belastbare Informationen hierzu sind nicht bekannt.

Grundannahme:

Annahme Direktvermarktungskosten

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung werden die Direktvermarktungskosten im Sinne eines möglichst konservativen Vorgehens mit **0,2 ct/kWh** angenommen. Dies entspricht dem in der letzten Kostenstudie der Deutschen WindGuard [DWG 2015] angenommenen Wert, da keine neueren Erkenntnisse zur Verfügung stehen.

Einpreisen von Vermarktungskosten

Tatsächlich werden die Kosten für die Direktvermarktung im Weiterbetrieb ohne EEG-Vergütung voraussichtlich durch den Vermarkter eingepreist, der die Anlagen in sein Portfolio übernimmt. Dem Anlagenbetreiber wird folglich ein Vergütungssatz für den Strom geboten, in dem die Kosten und das Risiko der Vermarktung berücksichtigt sind. Da im Folgenden jedoch eine Gegenüberstellung mit an der Strombörse erzielbaren Preisen erfolgt, werden hier die Vermarktungskosten ausgewiesen.

Einschätzung des verbleibenden Kostenspielraums:

Die Kosten werden indirekt durch den Direktvermarktungsvertrag definiert und sind stark abhängig von dem jeweiligen Betreiber sowie der jeweiligen Anlage und ihrem Standort. Zudem können diese Kosten sich im Rahmen der Weiterentwicklung der Rahmenbedingung in der Zukunft ändern beziehungsweise anders ausrichten. Jede weitere Annahme wäre hier sehr willkürlich gewählt, weshalb die Grundannahme in den folgenden Berechnungen nicht modifiziert wird.

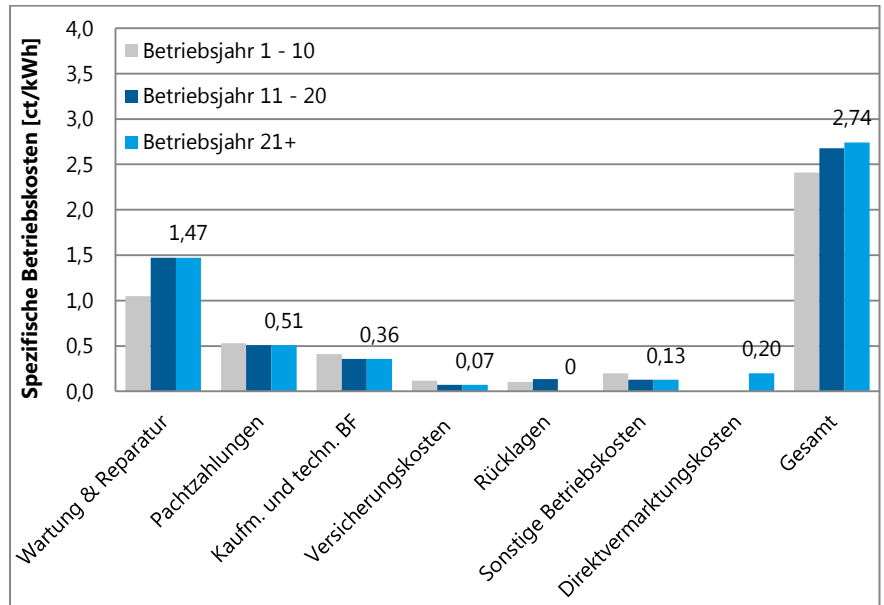
4.3 DARSTELLUNG DER GRUNDANNAHMEN FÜR DIE BETRIEBSKOSTEN IN DER DRITTEN BETRIEBSDEKADE

Auf Basis der in Kapitel 4.2 begründeten Grundannahmen wird im Weiteren angenommen, dass die Betriebskosten in der dritten Dekade weitgehend den Kosten in der zweiten Betriebsdekade entsprechen. Kosten für Rücklagen fallen nicht an, jedoch wird ein Mehraufwand für die Direktvermarktung unterstellt.

Aus den Annahmen resultieren mittlere Betriebskosten in Höhe von **2,74 ct/kWh**. Die nach Kostenpositionen differenzierte Darstellung der Annahmen für die durchschnittlichen Betriebskosten in der dritte Dekade zeigt Abbildung 8.

Abbildung 8:
Annahme durchschnittliche spezifische Betriebskosten von Windenergieanlagen in ct/kWh in der dritten Betriebsdekade

Auf Basis von [DWG 2013] und weiteren Annahmen



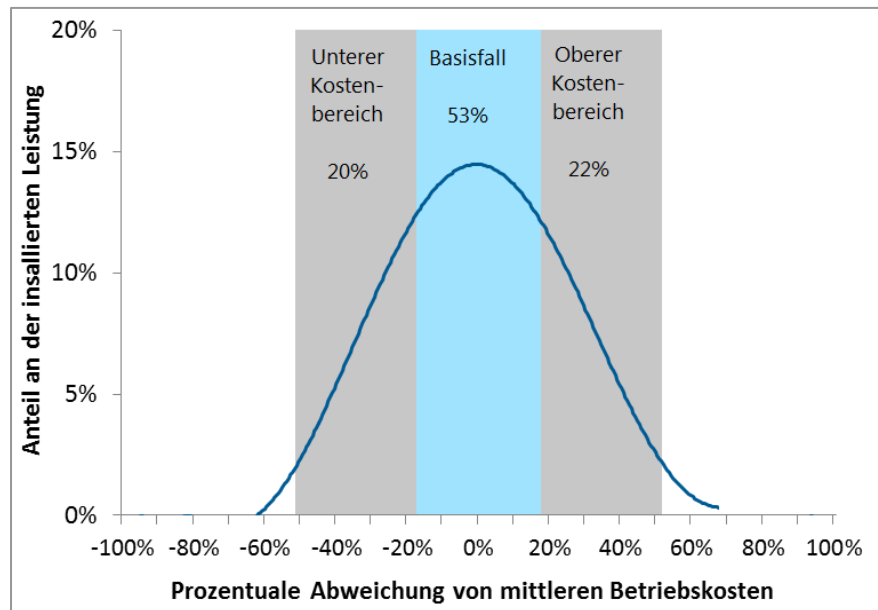
Die Annahmen beruhen auf gemittelten Werten und sind somit auch als mittlere Kosten zu verstehen. Analysen in der Vergangenheit haben gezeigt, dass die Kosten projektspezifisch deutlich abweichen können, aus diesem Grund wird ergänzend betrachtet, welche Spannweite sich ergeben kann. Entsprechend der in Kapitel 4.1 aufgezeigten Standardabweichung ergeben sich hier Werte **zwischen 1,81 und 3,67 ct/kWh**.

Auf Basis der vorgenannten Ausführungen werden für die weiteren Betrachtungen im Rahmen dieser Analyse drei Analysefälle definiert:

- **„Basisfall“:** Betriebskosten bewegen sich im Bereich des Mittelwertes von 2,74 ct/kWh
- **„Unterer Kostenbereich“:** Betriebskosten liegen am unteren Ende der identifizierten Kostenbandbreite, d.h. 1,81 ct/kWh
- **„Oberer Kostenbereich“:** Betriebskosten liegen am oberen Ende der identifizierten Kostenbandbreite, d.h. 3,67 ct/kWh

Zur Bewertung der weiteren Ergebnisse im Rahmen der vorliegenden Analyse wird es weiterhin von Interesse sein, wie stark die oben genannten Fälle im Markt abgebildet werden. Aus diesem Grund wird im Folgenden analysiert, wie sich die in der Datenbasis für die Betriebskosten von Windenergieprojekten enthaltenen Projekte auf die Analysefälle verteilen. Hierbei wurde die in Abbildung 9 dargestellte Verteilung ermittelt:

Abbildung 9:
Häufigkeitsverteilung
der Windenergie-
Projekte hinsichtlich
der Abweichung von
den mittleren Betriebs-
kosten



- **„Basisfall“:** Rund 53% der Gesamtleistung, für die Betriebskostendaten vorliegt, liegt im Bereich des Basisfalls.
- **„Unterer Kostenbereich“:** Rund 20% der Gesamtleistung, für die Betriebskostendaten vorliegt, liegt im Unteren Kostenbereich.
- **„Oberer Kostenbereich“:** Rund 22% der Gesamtleistung, für die Betriebskostendaten vorliegt, liegt im Oberen Kostenbereich.
- Rund 2% der Gesamtleistung, für die Betriebskostendaten vorliegen, bewegt sich unterhalb der Kosten des Unteren Kostenbereichs, und rund 3% bewegt sich oberhalb der Kosten des Oberen Kostenbereichs (d.h. vernachlässigbar im Sinne der vorliegenden Analyse).

Die ermittelte Verteilung der Projekte im Markt auf die Analysefälle wird eine wichtige Rolle bei der Interpretation der weiteren Ergebnisse spielen und in Kapitel 6 wieder aufgegriffen werden.

4.4 EINSCHÄTZUNG DES VERBLEIBENDEN KOSTENSPIELRAUMS

In Kapitel wurde neben der Definition der Grundannahmen auch der verbleibende Kostenspielraum bewertet. Für folgende Betriebskostenbestandteile wurde dieser als extrem begrenzt bis nicht vorhanden gewertet:

- kaufmännische und technische Betriebsführung
- Versicherungen
- Rücklagen (da schon voll berücksichtigt)
- Sonstige Kosten
- Direktvermarktungskosten

Für folgende Betriebskostenbestandteile wurde ein geringfügiger Spielraum identifiziert:

- Wartung & Reparatur
- Pachtzahlungen

Geringfügiger Spielraum hauptsächlich im Bereich Wartung & Reparatur

Allerdings sind im Prinzip nur im Bereich Wartung & Reparatur tatsächlich Kostensenkungsbemühungen in Bezug auf den Gesamtmarkt denkbar, indem in zunehmender Weise neue Konzepte speziell für Altanlagen entwickelt werden könnten. Ebenso könnte durch die maximale Risikostrategie von Betreiber (d.h. sofortige Außerbetriebnahme beim ersten größeren Schaden) ein leicht verringerter Kostenansatz denkbar. Die Einsparpotentiale sind aber in jedem Fall begrenzt, da die Betriebssicherheit der Windenergieanlagen zu gewährleisten ist. Der Einfluss auf die Gesamt-Wirtschaftlichkeit ist daher als begrenzt zu bewerten.

Im Bereich der Pachtzahlungen sind es eher günstige Konstellationen, die zu etwas geringeren Kosten führen könnten (keine Repoweringoption auf der Fläche, verhandlungsbereite Verpächter, keine Preissicherungsklausel im Vertrag). Kostensenkungen, die ein Anlagenbetreiber in eigenem Ermessen erschließen kann, werden eher nicht gesehen.

Weiteres Kostensenkungspotential begrenzt auf „Referenzfall“ und „Oberer Bereich“

Im Sinne einer abschließenden Bewertung ist zu beachten, dass sich bei der angegebenen Spannweite der gewählten Betriebskostenannahme für die dritte Dekade das untere Ende dieser Spannweite („Unterer Kostenbereich“) auf Projekte mit sehr günstiger Kostenkonstellation bezieht. Das heißt, es ist davon auszugehen, dass diese bereits weit möglichst Kostensenkungspotentiale erschlossen haben. Es ist nicht davon auszugehen, dass dieser Wert durch eine relevante Anzahl an Projekten noch weiter unterschritten werden könnte. Eher können die angegebenen mittleren und hohen Kostenannahmen („Referenzfall“ und „Oberer Kostenbereich“) durch entsprechende Maßnahmen gegebenenfalls leicht gesenkt werden. Das Potential hierfür ist aber, wie beschrieben, begrenzt auf bestimmte Kostenpositionen.

5 ERLÖSSTRUKTUREN IM WEITERBETRIEBSZEITRAUM

Um die ermittelten Weiterbetriebs-Kosten in der Kurzanalyse den zu erzielenden Erlösen gegenüberzustellen, muss in erster Linie die voraussichtliche Strommarktsituation zum Beginn des Weiterbetriebszeitraums berücksichtigt werden. Denn anstelle der EEG-Vergütung müssen die Betreiber ihren Strom nun vermarkten und sind entsprechend abhängig von der Entwicklung der Börsenpreise für Strom aus Windenergie.

Normalerweise würde ein Betreiber seinen Strom nicht selbst vermarkten, sondern an einen Direktvermarkter oder ein Ökostromunternehmen verkaufen, wobei ein fixer Preis pro kWh vereinbart wird. Der Direktvermarkter wird hierfür einen durchschnittlich erzielbaren Preis kalkulieren und seine eigenen Kosten (Kosten für die Durchführung der Direktvermarktung) berücksichtigen, um zu einem Festpreisangebot zu gelangen. Die Kosten für die Vermarktung trägt somit implizit auch der Windenergieanlagenbetreiber, weshalb diese im Rahmen der vorliegenden Studie bereits im Bereich der Betriebskosten berücksichtigt wurden. Davon abgesehen wird sich das Preisangebot des Direktvermarkters natürlich an den Strommarktdaten orientieren, die im Folgenden näher betrachtet werden. Daneben sind weitere Einflussfaktoren auf die Erlöse zu beachten, auf die ebenfalls hingewiesen wird.

5.1 MARKTWERTE FÜR DIE WINDENERGIE

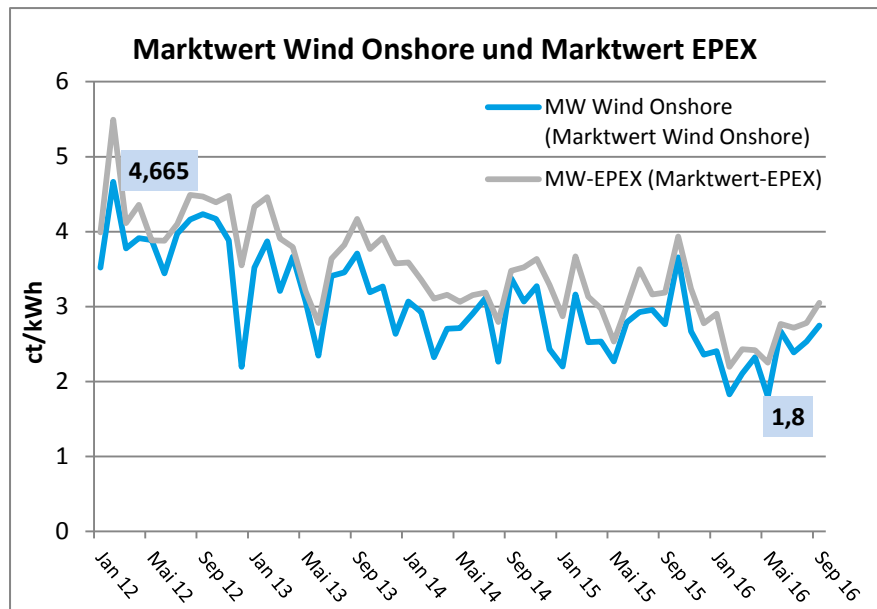
Eine Prognose der zu erwartenden Marktwerte im Bereich Onshore-Wind an der Strombörse nach 2020 ist komplex und übersteigt den Rahmen der vorliegenden Studie. Aus diesem Grund wird ein Blick auf die erzielbaren Marktwerte in der Vergangenheit geworfen, um daraus eine erste Einschätzung der wirtschaftlichen Situation der Projekte abzuleiten.

In Abbildung 10 werden die seit 2012 an der Strombörse festgehaltenen durchschnittlichen Marktwerte für Strom aus Onshore-Windenergieanlagen dargestellt. Der ebenfalls dargestellte durchschnittliche EPEX-Marktwert liegt im Allgemeinen immer über dem durchschnittlichen Marktwert für Strom aus Windenergie an Land.

Der Marktwert Wind Onshore ist seit Anfang 2012 in der Tendenz eher gesunken. Der bisherige Höchstwert wurde im Feb-

ruar 2012 erreicht und lag bei 4,665 ct/kWh. Der bisher niedrigste Wert trat im April 2016 auf und lag bei 1,8 ct/kWh. Im Durchschnitt lag der Marktwert im Betrachtungszeitraum bei 3,035 ct/kWh.

Abbildung 10:
Marktwert Wind Onshore und Marktwert EPEX zwischen Januar 2012 und September 2016 [ÜNB 2016]



In rund 50% der Zeit (insgesamt 57 Monate) lag der Marktwert unterhalb von 3 ct/kWh, in 42% der Zeit lag der Marktwert zwischen 3 und 4 ct/kWh. Das heißt, in über 90% der Zeit lag der Wert unterhalb von 4 ct/kWh. Seit Anfang 2013 wurde kein Wert von über 4 ct/kWh mehr erreicht. Der Jahresmittelwert ist seit 2012 kontinuierlich zurückgegangen. Im Jahr 2012 lag der Jahresmittelwert der Marktwerte für Onshore-Windstrom bei 3,82 ct/kWh, in den ersten drei Quartalen des Jahres 2016 bei 2,31 ct/kWh. Zwischen 2014 und 2016 lag der Durchschnittsmarktwert bei 2,66 ct/kWh, im Jahr 2016 (Januar bis September) bei 2,3 ct/kWh.

Der Auftraggeber Naturstrom stellte zudem die tatsächlich erwirtschafteten Marktwert-Daten von insgesamt 26 Windparks zur Verfügung, für die Marktwert-Mittelwerte aus unterschiedlichen Zeitspannen zwischen 2014 und 2016 vorliegen. Der gewichtete Mittelwert dieser Marktwerte liegt bei 2,65 ct/kWh. Der Mittelwert von unter 3 ct/kWh verdeutlicht anschaulich anhand eines praktischen Beispiels, dass seit 2014 die Marktwerte deutlich seltener über die 3 ct/kWh-Marke gestiegen sind.

Wenn es um die Abschätzung zukünftiger Marktpreise für die Windenergie geht, muss zudem beachtet werden, dass sich im jetzigen Strommarktsystem im Zuge des immer weiter voran

Annahme Strommarktwerte Windenergie nach 2020

schreitenden Zubaus an Windenergieanlagen immer häufiger sehr geringe Börsenpreise ergeben werden (teilweise auch negative Preise). Dies war, wie oben gezeigt, schon in den vergangenen Jahren zu beobachten und wird sich weiter verschärfen, sollte das System beibehalten werden.

Der relevante Bewertungszeitraum in Bezug auf den Weiterbetrieb beginnt Anfang 2021, da Ende 2020 die EEG-Vergütung für die ersten Anlagen ausläuft. Für den Zeitraum von vier Jahren bis dahin kann die Preisentwicklung an dieser Stelle nicht voraus gesagt werden, dies würde deutlich über den Analyse-rahmen hinausgehen. Es wird aber für die weiteren Analysen im Rahmen dieser Studie davon ausgegangen, dass die Preise weiterhin in einem **Preisband von 2-3,5 ct/kWh** liegen werden.

5.2 WEITERE EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE ERLÖSE

Erlösmindernde Situationen für einen Betreiber von Windenergieanlagen können sich ergeben, wenn seine Anlagen durch den Netzbetreiber abgeregelt werden (Einspeisemanagement). Solange die Altanlagen noch einen Anspruch auf EEG-Vergütung hatten, hatte der Anlagenbetreiber Anspruch auf eine entsprechende Entschädigung vom Netzbetreiber. Im Zeitraum nach 2021, wenn die Altanlagen aus dem EEG-Regime heraus fallen, besteht dieser Entschädigungsanspruch nicht mehr.

Bereits 2014 wurden 1.581 GWh im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen abgeregelt. Auf die Windenergie entfällt dabei mit 77,3% der größte Anteil. Die nördlichen Bundesländer, in denen die meisten der Altanlagen errichtet wurden, sind am stärksten betroffen. [BNetzA 2015] Eine genaue Aussage dazu, wie stark die Altanlagen tatsächlich betroffen sind, ist nicht möglich.

Trotz einer Abregelung durch den Netzbetreiber laufen die zu deckenden Kosten weiter. Die wirtschaftlichen Einbußen für eine stark vom Einspeisemanagement betroffene Anlage, können somit erheblich sein. Die Effekte können im Rahmen der vorliegenden Analyse nicht im Detail untersucht werden. Es sollte aber bei der Interpretation der Ergebnisse beachtet werden, dass das Einspeisemanagement für Betreiber in bestimmten Regionen dazu führen könnte, dass sich die Wirtschaftlichkeitssituation der Altanlagen stark verschlechtert. Dann könnte selbst bei Durchschnittsmarktwerten an der

Strombörse, die am oberen Rand der oben identifizierten Bandbreite liegen, ein Weiterbetrieb nicht mehr möglich sein.

6 EINSCHÄTZUNG DER WEITERBETRIEBSSITUATION

Abschließend soll betrachtet werden, inwiefern unter Berücksichtigung der ermittelten Kosten für den Weiterbetrieb und der zu erwarteten Erlöse ein Weiterbetrieb aus Betreibersicht überhaupt wirtschaftlich wird. Denn nur dann werden ab 2021 auch tatsächlich relevante Teile der Altanlagen mit einem Alter von über 20 Jahren weiter betrieben werden.

6.1 ABGLEICH VON ERMITTELTEN GESAMT-WEITERBETRIEBSKOSTEN UND POTENTIELLEN STROMMARKTERLÖSEN

Im Folgenden werden die ermittelten Kosten (Bandbreite) noch einmal in ihrer Gesamtheit betrachtet, um daraufhin den potentiellen Erlösen gegenüber gestellt zu werden. In Tabelle 3 werden die Kostenbandbreiten sowie die sich ergebenden Mittelwerte ausgewiesen. Um den Weiterbetrieb der Windenergieanlagen durchzuführen, muss neben der Kostendeckung ein Gewinn für die Betreiber der Anlagen erzielbar sein. Der Gewinn dient als Entschädigung für das unternehmerische Risiko und als Anreiz, den Weiterbetrieb von Anlagen anzustreben.

Wirtschaftlicher Anreiz

Neben der Deckung der Kosten, die für die durch die Weiterbetriebsinvestition und die laufenden Betriebskosten entstehen, ist es erforderlich, einen wirtschaftlichen Anreiz für die Anlagenbetreiber anzusetzen. Auch hier ist je nach Betreiberstruktur und Projektspezifikationen sowie der Risikoeinschätzung der Betreiber Bandbreite an Annahmen möglich. Im Folgenden wird eine Marge von **0,5 bis 1 ct/kWh** angesetzt. Für eine 600 kW Anlage ergibt sich hieraus unter den getroffenen durchschnittlichen Ertragsannahmen ein finanzieller Anreiz für das unternehmerische Risiko zum Weiterbetrieb von etwa 4.370 € bis 8.740 € pro Jahr, für eine 1,5 MW Anlage liegt der Anreiz bei etwa 10.920 € bis 21.840 € pro Jahr. Tatsächlich obliegt die Entscheidung, welcher wirtschaftliche Anreiz bestehen muss, um den Weiterbetrieb anzustreben beim jeweiligen Anlagenbetreiber. Durch eine überdurchschnittliche Er-

tragssituationen oder eine geringe Risikoeinschätzung können die Anreizerwartungen sinken.

Tabelle 3:
Durchschnittliche Gesamtkosten aus Kosten für die Herstellung der Weiterbetriebsmöglichkeit und den Betriebskosten

	Kosten in ct/kWh		
	Unterer Kostenbereich	Basisfall	Oberer Kostenbereich
Weiterbetriebsinvestition	0,33	0,33	0,33
Betriebskosten	1,81	2,74	3,67
Gesamtkosten	2,14	3,07	4,00
Wirtschaftlicher Anreiz (mit Bandbreite)	0,50 - 1,00	0,50 - 1,00	0,50 - 1,00
Erlösanforderung	2,64 - 3,14	3,57 - 4,07	4,50 - 5,00

Die Gesamtkosten aus der Weiterbetriebsinvestition und den Betriebskosten liegen entsprechend der Annahmen im Rahmen dieser Studie zufolge bei 2,14 bis 4,00 ct/kWh. Die mittleren Kosten liegen bei rund 3,07 ct/kWh. Hinzu kommt der erforderliche wirtschaftliche Anreiz von 0,5 bis 1,00 ct/kWh, ohne den ein Betreiber den Weiterbetrieb nicht angehen würde. Die Erlösanforderungen liegen somit je nach Kostenstruktur der Projekte bei 2,64 bis 5,00 ct/kWh.

Die erzielbaren Marktwerte für Onshore-Windstrom wurden mit 2-3,5 ct/kWh abgeschätzt, wobei der Wert in der Vergangenheit zur Hälfte der Zeit zwischen 2 und 3 ct/kWh und zur Hälfte bei 3 bis 4 ct/kWh lag. Seit 2014 wurden allerdings 4 ct/kWh nicht mehr erreicht, die Marktwerte lagen im Durchschnitt bei 2,66 ct/kWh.

Im Falle eines durchschnittlichen Marktpreises von 2 ct/kWh würde der erforderliche Mindesterloß nicht einmal im Fall der niedrigen Kostenannahmen gedeckt. Erst wenn der durchschnittliche Marktpreis etwa 3 ct/kWh beträgt, kann ein Projekt im unteren Kostenbereich rentabel mit ausreichendem wirtschaftlichen Anreiz weiterbetrieben werden. Angesichts der derzeitigen Preisentwicklung an der Strombörse erscheint dies bezogen auf den langfristigen Durchschnittspreis aus heutiger Sicht wenig wahrscheinlich.

Für Projekte mit Kostenstrukturen ähnlich des Basisfalls wird ein Weiterbetrieb nicht wirtschaftlich sein, da nicht anzunehmen ist, dass dauerhaft ein Durchschnittspreis von mindestens 4 ct/kWh zu erzielen wäre. Projekte im oberen Kostenbereich sind dementsprechend noch deutlich weiter von einer Wirtschaftlichkeit entfernt.

6.2 FAZIT

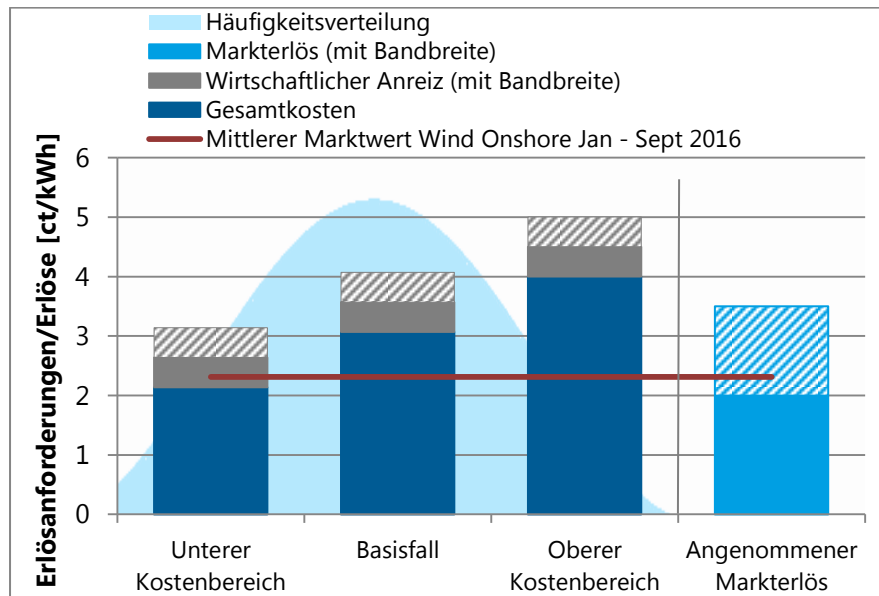
Ein rentabler Weiterbetrieb nach 20 Jahren ist für Windenergieanlagen mit durchschnittlichen Kostenstrukturen (Basisfall: **3,57 bis 4,07 ct/kWh**) bei erzielbaren Marktwerten von 2 bis 3,5 ct/kWh kaum möglich. Bereits die reinen Kosten für Investition in den Weiterbetrieb in Betriebskosten liegen mit 3,07 ct/kWh im oberen Bereich der angenommenen erzielbaren Erlöse. Wirtschaftliche Anreize für den Weiterbetrieb können somit nicht in der angenommenen Höhe geboten werden.

Projekte mit ungünstiger Kostenstruktur in Höhe von **4,50 bis 5,00 ct/kWh** liegen insgesamt außerhalb des Bereichs eines wirtschaftlichen Weiterbetriebs. Auch wenn die erzielbaren Markterlöse beim Maximum (3,5 ct/kWh) der angenommenen Bandbreite liegen, können in oberen Kostenbereich nicht einmal die Kosten ohne Berücksichtigung eines wirtschaftlichen Anreizes für den Weiterbetrieb gedeckt werden.

Projekte mit sehr kostengünstiger Struktur (**2,64 bis 3,14 ct/kWh**) könnten unter den getroffenen Annahmen bereits ab Strommarkterlösen von etwa 3 ct/kWh die kalkulierten Kosten und die erforderlichen wirtschaftlichen Anreize zum Weiterbetrieb decken. Allerdings erscheint aus heutiger Sicht (bisheriger Durchschnittspreis von 2,3 ct/kWh im Jahr 2016) ein derartiger langfristiger Durchschnittspreis wenig wahrscheinlich.

Es lässt sich auf Basis der getroffenen Annahmen zu Kosten und Strommarkterlösen feststellen, dass lediglich der Anteil sehr kostengünstiger Projekte unter Umständen einen rentablen Weiterbetrieb durchführen kann. Voraussetzung sind aber auch hier leicht steigende Durchschnittspreise an der Strombörse. Projekte mit durchschnittlichen oder sogar überdurchschnittlichen Betriebskosten werden voraussichtlich aufgrund des fehlenden wirtschaftlichen Anreizes zum Weiterbetrieb zurückgebaut, wenn sie aus der EEG-Vergütung fallen. In Abbildung 11 sind die zugrunde gelegten Gesamtkosten und wirtschaftlichem Anreize (Bandbreiten) für verschiedene Kostenstrukturen sowie die angenommenen Markterlösen (Bandbreite und Mittelwert 2016) gegenübergestellt. Im Hintergrund wird auf Basis der Auswertungen in Kapitel 4.3 dargestellt, mit welcher Häufigkeit die Kostenstrukturen der betrachteten Fälle im Markt vertreten sind.

Abbildung 11:
Gegenüberstellung von
Gesamtkosten und
wirtschaftlichem An-
reiz (Erlösanforderun-
gen) und Markterlösen
an der Strombörse



Kostensenkungs-
möglichkeiten sind
begrenzt

Die Marktpreise können durch die Anlagenbetreiber nicht beeinflusst werden. Aufgrund des immer größeren Zubaus an Windenergieanlagen werden Zeiträume mit sehr geringen bis hin zu negativen Börsenpreisen häufiger eintreten und stellen ein entsprechendes Risiko für die Erlössituation dar. Zudem können in einigen Regionen Einspeisemanagement-Maßnahmen, die im Weiterbetriebszeitraum nicht mehr durch Entschädigungsansprüche gegenüber dem Netzbetreiber gedeckt sind, maßgebliche erlösmindernde Effekte haben, wobei gleichzeitig die laufenden Kosten weiter anfallen.

Somit ist es für den Betreiber nur möglich, den Anreiz zum Weiterbetrieb zu erhöhen, in dem die Kosten gesenkt werden, aber auch hier sind die Möglichkeiten begrenzt. Einige Kostensenkungsmöglichkeiten, wie die Reduktion von Wartungs- oder Versicherungsleistungen geht mit einer Steigerung des Risikos einher, die wiederum zu erhöhten Anreizerwartungen führt und somit den Kostensenkungseffekt mindern. Andere Kostensenkungsmöglichkeiten, wie die Senkung von Pachtkosten durch erfolgreiche Verhandlungen mit einsichtigen Verpächtern, sind nur in Einzelfällen je nach Projektkonstellation erschließbar. Insgesamt sind die Kostensenkungsmöglichkeiten jedoch nicht so ausgeprägt, dass dadurch der Anteil der Projekte, die rentabel weiterbetrieben werden können, signifikant gesteigert werden kann.

Abschließend ist festzustellen, dass zu den aktuellen Marktkonditionen voraussichtlich für die Mehrzahl von Alt-Windenergieanlagen ohne EEG-Förderung kein rentabler Weiterbetrieb möglich ist. Dies betrifft ab dem Jahr 2021 rund 6.000 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund

4.500 MW sowie weitere Anlagen in den Folgejahren. Zwischen 2022 und 2027 könnten dies gemäß Abschätzungen auf Basis von Zubaustatistiken jährlich jeweils etwa 1.600 Windenergieanlagen mit rund 2.500 MW sein. Der jährliche Neuzubau an Windenergieanlagen soll laut dem Gesetzgeber (EEG 2017) ab 2020 auf 2.900 MW brutto gedeckelt werden. Wenn tatsächlich jährliche Außerbetriebnahmen in der beschriebenen Höhe erfolgen, wird dies entsprechende Auswirkungen auf die Entwicklung der Gesamtleistung aus Windenergie und den erzielbaren Anteil an der Stromerzeugung haben.

LITERATURVERZEICHNIS

- [BWE 2014] Bundesverband WindEnergie e.V.: Grundsätze für die Durchführung und Prüfung über den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (BWP), veröffentlicht am 15. Mai 2014.
- [BNetzA 2015] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Monitoringbericht 2015, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 10. November 2015, Korrektur: 21. März 2016
- [BNetzA 2016] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Stamm- und Bewegungsdaten 2015, auf Basis der Ergebnisse aus der elektronischen Datenabfrage der Bundesnetzagentur für die EEG-Jahresendabrechnung 2015 bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Bundesgebiet, Stand: September 2016.
- [DiBt 2012] Deutsches Institut für Bautechnik: Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung - Fassung Oktober 2012, Berlin.
- [DNV GL 2016] DNV GL: STANDARD - Lifetime extension of wind turbines (Edition March 2016) - DNVGL-ST-0262
- [DWG 2011] Deutsche WindGuard GmbH - Wallasch, Anna-Kathrin; Dr.-Ing. Rehfeldt, Knud; Wallasch, Jan: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Endbericht zum Vorhaben Ite Windenergie- Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juni 2011
- [DWG 2013] Deutsche WindGuard – Wallasch, Anna-Kathrin; Lüers, Silke; Dr.-Ing. Rehfeldt, Knud; Ekkert, Martha: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. erstellt im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie und des VDMA Power Systems, veröffentlicht im November 2013.
- [DWG 2015] Deutsche WindGuard – Wallasch, Anna-Kathrin; Lüers, Silke; Dr.-Ing. Rehfeldt, Knud: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland, Varel, Dezember 2015
- [DWG 2016] Deutsche WindGuard - Lüers, Silke: Zusätzliche Auswertung zum Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Jahr 2015, April 2016, Varel.

- [DWG 2016b] Deutsche WindGuard - Lüers, Silke; Rehfeldt, Leif: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Erstes Halbjahr 2016, erstellt im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie und des VDMA Power Systems, veröffentlicht am 28.6.2016.
- [EEG 2000] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29.03.2000 (BGBl. I 2000, S. 305ff).
- [EEG 2014] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist. 2014.
- [EEG 2017] Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 8.7.2016 (Bundesrat Drucksache 355/16).
- [Enercon 2016] Enercon: Neue EPK-Variante für Anlagen ab dem 20. Betriebsjahr, Artikel zuletzt abgerufen unter <http://www.enercon.de/de/aktuelles/neue-epk-variante-fuer-anlagen-ab-dem-20-betriebsjahr/> am 29.9.2016.
- [Fries 2016] Fries, Dieter, Interview „Wind: Lohnt sich der Weiterbetrieb einer Windenergieanlage nach 20 Jahren?“ im Rahmen der Tarmstedter Gespräche, 9.07.2016
- [GL 2009] Germanischer Lloyd: Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (Ausgabe 2009); Vorschriften und Richtlinien, IV Industriedienst, 1 Windenergie, Kapitel 12. Inkrafttreten am 1.1.2009, Hamburg.
- [IE Leipzig 2013] Leipziger Institut für Energie GmbH: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG: Wissenschaftlicher Bericht zum Vorhaben IIE Stromerzeugung aus Windenergie. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Juli 2014.
- [ISPEX 2015] ISPEX AG: Ausschreibungen halbieren Direktvermarktungskosten - Anlagenbetreiber können Ökostrom deutlich günstiger vermarkten, Pressemitteilung vom 22. Okt 2015.
- [neue energie 2016] Neue Energie - Sascha Rentzing: Wind: Schwieriger Weiterbetrieb – Wenn Turbine aus der EEG-Förderung fallen, decken die Erlöse gerade einmal die Wartungskosten, veröffentlicht in Neue Energie Ausgabe Nr. 06/2016, S.71-74, Juni 2016.

- [ÜNB 2016] Netztransparenz – Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Zuletzt abgerufen unter <https://www.netztransparenz.de/de/Marktwerte.htm> am 10.10.2016.
- [WID 2016] Windindustrie in Deutschland (ein Projekt des Bundesverband WindEnergie e.V.): Die goldenen Jahre: Weiterbetrieb über 20 Jahre hinaus, Fachartikel vom 25.01.2016. Zuletzt abgerufen unter <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/fachartikel/die-goldenen-jahre-weiterbetrieb-ueber-20-jahre-hinaus/> am 4.10.2016.