Dieses Dokument ist den Mitgliedern des DFBEW vorbehalten

Office franco-allemand pour la transition énergétique
Deutsch-französisches Büro für die Energiewende

HINTERGRUNDPAPIER

Windenergieanlagen am Ende ihrer offiziellen Lebens- und Förderdauer

Die Optionen Weiterbetrieb und Repowering

November 2017

Autor: Daniela Niethammer, DFBEW
daniela.niethammer.extern@bmwi.bund.de

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:
Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.

Zusammenfassung

Laut dem europäischen Windverband, WindEurope, werden von den 141,6 GW an installierter Windleistung in der EU etwa die Hälfte aller Windenergieanlagen (WEA) zwischen 2020 und 2030 das Ende ihrer regulären Lebensdauer erreichen (Stand 2015). In Frankreich und in Deutschland erreicht zudem eine zunehmende Anzahl von WEA das Ende ihrer Förderdauer. Obwohl der französische Windanlagenpark noch relativ jung ist, gibt es bereits 1.600 Anlagen, die in den nächsten fünf Jahren das 15-jährige Fördersystem verlassen werden. In Deutschland könnte mit 7.100 Windenergieanlagen gerechnet werden, die Ende 2020 keine staatliche Vergütung (Förderdauer von 20 Jahre) mehr erhalten werden.

Vor dem Hintergrund einer begrenzten Lebens-und Förderdauer von WEA stellt sich grundsätzlich die Frage nach der weiteren Strategie: Stilllegung, Repowering (ältere Anlagen werden bei gleichzeitiger Reduzierung ihrer Anzahl durch moderne und leistungsfähigere WEA ersetzt) oder Weiterbetrieb. Die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen und potentiellen Hemmnisse für die verschiedenen Optionen sind hierbei entscheidend für das weitere Vorgehen.

Grundsätzlich liegt der Vorteil eines **Weiterbetriebs** zunächst einmal darin, dass sowohl die Windverhältnisse als auch die Ertragslage hinreichend bekannt und die Investitionen bereits amortisiert sind. Ein Weiterbtrieb ist zudem dann interessant, wenn ein Repowering nicht durchzuführen ist. Dies ist z.B. der Fall, wenn Auflagen aus den regionalen Raumplanungsprogrammen nicht mehr erfüllt werden können, oder die alten Anlagen Bestandsschutz gewähren, die Installation moderner Neuanlagen jedoch ausschließen. Für die Option Weiterbetrieb spielen jedoch die Stromgestehungskosten in den Betriebsjahren 2020-2030 die wesentliche Rolle. Betrachtet man die aktuellen Bedingungen und Prognosen in Deutschland, scheint ein Weiterbetrieb aus wirtschaftlicher Sicht eher nicht rentabel. Zukünftig steigende Marktpreise könnten die Rahmenbedingungen ändern und zur Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen beitragen. Hierbei bieten Direktvermarktung oder direkte Stromabnahmeverträge (Powerpurchase agreement – PPA) interessante Möglichkeiten.

Die Option **Repowering**, kann zu einer signifikanten Steigerung des Energieertrags durch deutlich leistungsstärkere Neuanlagen führen. Neue Anlagen verfügen über eine verbesserte Netzverträglichkeit und können zusätzlich Systemdienstleistungen erbringen. Der Fortschritt in der Anlagentechnik und die Verringerung der Anzahl der Masten, können zu einer Reduzierung der Flächeneinnahme und der Immissionen führen. Für den weiteren Ausbau von Windenergie wird Repowering zu einem strategischen Faktor werden. Im Hinblick auf den Netzausbau und die Flächenbegrenzungen wird diese Option vor allem in Deutschland eine tragende Rolle spielen.

Jedoch sind Repowering-Projekte auch mit diversen Herausforderungen konfrontiert: Neben Fragen des Artenschutzes und der Akzeptanz von höheren Anlagen stellen vor allem planungs- und genehmigungsrechtliche Auflagen Repowering-Vorhaben vor schwierige Aufgaben. Insbesondere in Deutschland ergeben sich durch das Inkrafttreten des Ausschreibungsverfahrens für die Förderungen Erneuerbarer-Energien-Anlagen neue Herausforderungen. So wird ein Repowering-Vorhaben als ein komplett neues Projekt angesehen, das an den Ausschreibeverfahren teilnehmen und dementsprechend alle Genehmigungen neu einholen muss. In Frankreich sind die Konditionen weiter gefasst: Bisher ist es noch unklar, in welchen Fällen ein Repowering-Projekt als neues Projekt gilt und komplett neue Genehmigungen erteilt werden müssen und in welchen Fällen die alten Genehmigungen übernommen werden können.

Inhalt

Zusammenfassung 3
Inhalt 4
Einleitung 5

I. Kernzahlen zu Windanlagenbestand in Deutschland und Frankreich 6
I.1. Über ein Viertel der Leistung in Deutschland bis 2020 am Ende ihrer offiziellen Betriebsdauer 6
I.2. Jüngerer Anlagebestand in Frankreich 7

II. Option A : Weiterbetrieb 8
II.1. Internationale Norm für Restnutzungsdauer und deren Umsetzung 9
II.2. Konkrete Überlegungen und erste Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb von WEA in Deutschland 11
II.3. Neuer Rechtsrahmen für Fördermechanismen in Frankreich 15

III. Option B: Repowering 18
III.1. Repowering in Deutschland 19
III.2. Noch zu definierende Rahmenbedingungen für Repowering in Frankreich 25

Einleitung

Deutschland und Frankreich haben sich ambitionierte Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien gesetzt: In Deutschland soll der Erneuerbare-Energien-Anteil (EE-Anteil) am Brutto-Stromverbrauch bis 2035 auf 55-60 % steigen und in Frankreich wurde durch das 2015 verabschiedete Energiewendegesetz (*Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*) das Ziel von 40 % an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2030 gesetzt. Für beide Länder wird Windenergie an Land und dessen Ausbauperspektiven eine entscheidende Rolle spielen. Hierbei ist es interessant, den bestehenden Anlagenpark zu betrachten. In beiden Ländern sind die nächsten Jahre gezeichnet von maßgebenden Entwicklungen, die auf Grund der technischen Beschaffenheit, aber auch der Veränderung des Förderrahmens für Windenergie hervorgehen.

Laut dem europäischen Windverband, WindEurope, werden von den 141,6 GW an installierter Windleistung **in der EU etwa die Hälfte aller Windenergieanlagen (WEA) zwischen 2020 und 2030 das Ende ihrer regulären Lebensdauer erreichen (Stand 2015)**. Windenergieanlagen sind für eine begrenzte Lebensdauer ausgelegt. Diese sogenannte **Entwurfslebensdauer** oder auch offizielle Betriebsdauer ist in der internationalen Norm IEC 61400[1] als Mindestanforderung festgeschrieben für die gewährleistete Standsicherheit der Anlage (*structural safety*), die heute fast europaweit abgestimmt ist. Demnach sind Windenergieanlagen 20 Jahre[2] nach der Inbetriebnahme stillzulegen und abzubauen, oder es muss für den Weiterbetrieb ein individueller Nachweis zur Standsicherheit und Betriebsfestigkeit geführt werden.[3]

Parallel hierzu kann man mit einer zweiten Entwicklung im Onshore Windbereich rechnen: das Ende der Förderdauer für Windenergie. In Frankreich wie auch in Deutschland gab es eine feste Einspeisungsvergütung für durch Windenergie erzeugten Strom. Diese staatlich festlegte Vergütung beläuft sich in Frankreich auf 15 Jahre, in Deutschland auf 20 Jahre. In beiden Ländern kam es zu einer Umstellung von Einspeisevergütungen auf Ausschreibungsverfahren. In Deutschland endet die Vergütung für eine Vielzahl an WEA im Jahre 2020 Auch in Frankreich erreicht in den kommenden Jahren eine steigende Anzahl an WEA das Ende der Förderdauer.

Die Windbranche steht somit in den nächsten Jahren vor der **Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen WEA weiterbetrieben werden können**. Optionen sind ein einfacher Rückbau des Windparks, der Weiterbetrieb der Anlagen am Ende ihrer regulären Betriebsdauer oder ein Repowering. Als Repowering, zu Deutsch Kraftwerkserneuerung, bezeichnet man den Ersatz alter WEA durch neue, wesentlich leistungsstärkere Anlagen mit einem höheren Wirkungsgrad[4]. In der Regel werden im Rahmen des Repowering mehrere kleine Anlagen gegen wenige Anlagen, die deutlich größer und leistungsstärker sind, ersetzt.

Das vorliegende Hintergrundpapier beschäftigt sich daher mit den Optionen Weiterbetrieb und Repowering von WEA in Frankreich und Deutschland. Nach einem kurzen Überblick zu Kernzahlen der Branche auf beiden Seiten des Rheins, wird das Papier die wirtschaftlichen, technischen und rechtlichen Aspekte der beiden Optionen in beiden Ländern beleuchten und die verschiedenen Positionen hierzu darstellen. An Hand von praktischen Beispielen werden unterschiedliche Modelle vorgestellt, wie Windparks nach Ende der Förderdauer und über die offizielle Betriebsdauer hinaus weiter betrieben werden können.

---

[1] Die IEC 61400 ist eine internationale Norm für Windenergieanlagen, die von der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) veröffentlicht wird
[2] In Deutschland wurde die Norm IEC 61400 als nationale Richtlinie umgesetzt. Somit gilt die Mindestanforderung von 20 Jahren. In Frankreich ist dies nicht der Fall. Dementsprechend ist die vorgeschriebene Lebensdauer von 20 Jahren keine Norm.
[3] S. TÜV Rheinland: Windenergie: Weiterbetrieb von älteren Anlagen
[4] S. Definition des BWE

I. Kernzahlen zu Windanlagenbestand in Deutschland und Frankreich

I.1. Über ein Viertel der Leistung in Deutschland am Ende ihrer offiziellen Betriebsdauer bis 2020

Der Anteil an Erneuerbaren Energien lag im Jahr 2016 bei rund 32% und soll bis zum Jahr 2025 auf 45% steigen. Durch das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz von 2014 (EEG 2014) und von 2017 (EEG 2017) wurden die Rahmenbedingungen für die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland präzisiert. Die Windenergienutzung an Land gilt hierbei als wichtiger Faktor für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Insgesamt sind **27.914 WEA mit einer Gesamtleistung von 48.024 MW in Deutschland** errichtet (Stand 30. Juni 2017)[5].

In Deutschland wurden im **ersten Halbjahr 2017** 790 Windenergieanlagen an Land mit einer Gesamtleistung von 2.281 MW errichtet (Brutto-Zubau). Als Brutto-Zubau: bezeichnet man die installierte Leistung in Megawatt, wohingegen der Netto-Zubau den Zubau an installierter Leistung in Megawatt abzüglich der Leistung abgebauter Anlagen wiedergibt. Im Vergleich zum ersten Halbjahr des Vorjahres wurde somit ein um 11% erhöhter Leistungszubau erreicht. Es wurde weiterhin der **Rückbau von 146 WEA mit einer Leistung von 167 MW** festgestellt. Somit ergibt sich für das erste Halbjahr 2017 ein Netto-Zubau von 644 WEA mit 2.114 MW. Unter den zugebauten Anlagen befinden sich **151 Repowering-Anlagen mit einer Leistung von 450 MW**, die zurückgebaute Altanlagen ersetzten[6].

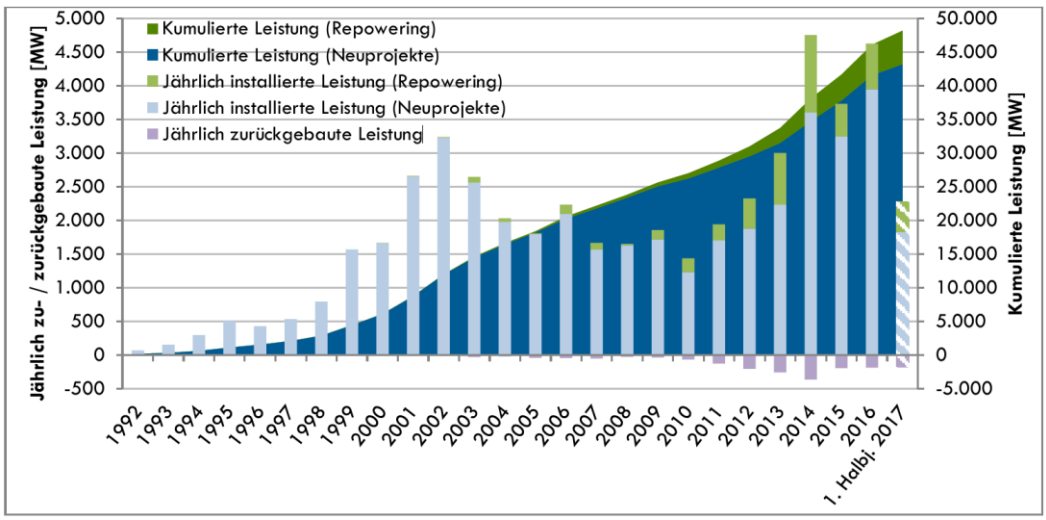


Abbildung 1: Entwicklung der jährlich installierten, zurückgebauten und kumulierten Windenergieleistung [MW] an Land in Deutschland inkl. Repowering und Abbau, Status 30.06.2017; Quelle: Deutsche WindGuard[7]

Die Deutsche WindGuard rechnet mit **7.100 Windenergieanlagen, die Ende 2020 keine EEG Vergütung mehr erhalten**. Ab 2021 fallen jedes Jahr weitere WEA aus der EEG Vergütung. Basierend auf der Datenerfassung der Deutschen WindGuard sei zwischen 2021 und 2026 jährlich mit einem Wegfallen von etwa 1.600 Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 2,5 GW zu rechnen. Betrachtet man parallel hierzu das Alter des Anlagenbestandes, so wird deutlich, dass ein bedeutender Anteil des Deutschen Windparks bereits die offizielle Betriebsdauer erreicht hat.

---

[5] Ausbauzahlen für das erste Halbjahr 2017 in Deutschland - Windenergie an Land, im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems
[6] S. Pressemitteilung des BWE zu den Ausbauzahlen erstes Halbjahr 2017
[7] Mögliche Überschätzung des Bestands aufgrund des nicht erfassten Rückbaus

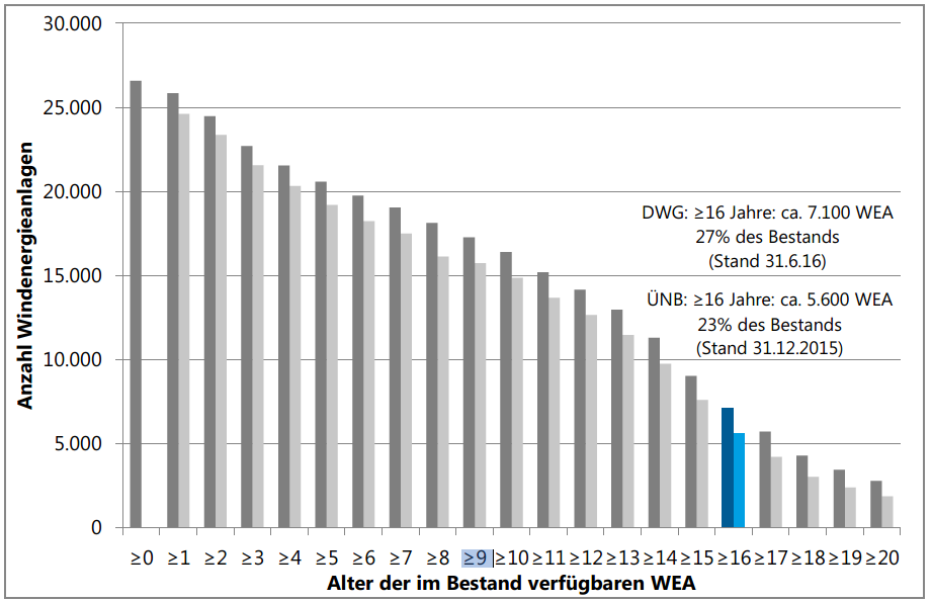


Abbildung 2: Das Alter von WEA – Stand vom 31.12.2015: Deutsche WindGuard (DWG, dunkelgrau); bzw. 30.06.2016:Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB, hellgrau); Quelle: DWG 2016, DWG 2016b und BNetzA)

In Abbildung 2 wird der vorhandene Anlagenbestand nach dem jeweiligen Anlagenalter unter Berücksichtigung des bekannten Rückbaus des zurzeit noch vorhandenen Anlagenbestands dargestellt Nach 2020 wird dieser Anteil weiter zunehmen. Der Abbildung 2 ist zu entnehmen, dass **bereits 27%des Bestands, ein Alter von mehr als 16 Jahren aufweisen**. Das entspricht fast einem Drittel des Anlagenbestandes (Stand 31.06.2016).

Das Jahr 2020 bzw. 2021 wird somit entscheidend sein: Zum einen endet die EEG-Vergütung und zum anderen erreicht ein Großteil an WEA das Ende der offiziellen Betriebsdauer. Der Förderrahmen sowie der Ausbaugrad für die Jahre nach 2020 werden somit maßgebend für die Entwicklung der Windenergie in Deutschland sein.

I.2. Jüngerer Anlagenbestand in Frankreich

Mit dem im August 2015 verabschiedeten französischen Energiewendegesetz (*Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*)[8] soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung bis 2030 insgesamt 40 % erreichen bzw. 32 % des Endenergieverbrauchs decken. Die Zielsetzungen für die einzelnen erneuerbaren Technologien für den Zeitraum bis 2018 und bis 2023 werden in der mehrjährigen Energieprogrammplanung (*programmation pluriannuelle de l'énergie*, PPE)[9] durchdekliniert. Der 2016 in der PPE für den Übergang verabschiedete Erlass (auf Französisch)[10] zur Bestimmung der Erneuerbaren-Ziele sieht für die Windenergie an Land einen Zielkorridor von 15 GW bis Ende 2018 und von 21,8 bis 26 GW installierter Windleistung bis 2023 vor. Zum Vergleich lag im März 2017 die in Frankreich installierte Windkapazität an Land bei 12,1 GW[11]. Dementsprechend sei mit einem durchschnittlichen Jahreszubau von knapp 1,6 GW (bis Ende 2018) bzw. von knapp 1,4 bis 2,2 GW (im Zeitraum 2019-Ende 2023) zu rechnen.

[8] S. Memo des DFBEW zum frz. Energiewendegesetz, Juli 2015, bzw. das Energiewendegesetz (auf Französisch).
[9] S. Präsentation (auf Frz.) des frz. Umwelt- und Energieministeriums im November 2015, S. 13.
[10] S. Memo vom DFBEW hierzu, Mai 2016.
[11] S. Panorama der Erneuerbaren Energien in Frankreich Stand März 2017 (auf Französisch).

Laut den neusten Zubauzahlen des Generalkommissariats für nachhaltige Entwicklung des französischen Umweltministeriums (Commissariat général au développement durable, CGDD)[12] wurden letztes Jahr 1.350 MW an das Netz angeschlossen, was einem Anstieg von 13% im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Im Vergleich zum Jahr 2015 ist der Zubau an Windenergieanlagen um 37% im Laufe des Jahres 2016 gestiegen.

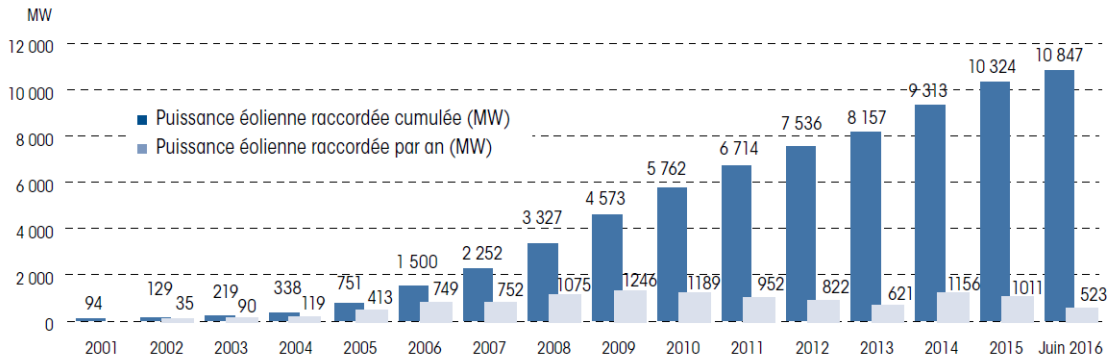


Abbildung 3: Entwicklung der kumulierten installierten Windkraftleistung [MW] in Frankreich; Quelle: MTES

Der Anlagenbestand in Frankreich ist deutlich jünger als der vergleichbare Bestand in Deutschland. Die ersten Windparks erreichen zurzeit das Ende ihrer offiziellen Entwurfslebensdauer von 20 Jahren. Für den Hauptteil des französischen Windparks wird dies in fünf bis zehn Jahren der Fall sein. Zudem erreichen die ersten französischen Windparks das Ende ihrer 15-jährigen Förderdauer[13] (siehe hierzu auch II.3.1.). Angesichts der ambitionierten Ausbauziele für die französische Windbranche wird die Frage nach den Optionen für Geschäfts-und Betreibermodellen für die Zukunft immer lauter.

II. Option A: Weiterbetrieb

Wie bereits erwähnt, sind Windenergieanlagen in Deutschland und Frankreich für eine begrenzte Lebensdauer ausgelegt. Nach Ablauf der Lebensdauer ist ein Weiterbetrieb von WEA neben dem Repowering und dem Rückbau, eine mögliche Option für Betreiber. Für die Altanlagen sei dies vor allem dann interessant, wenn ein Repowering nicht durchzuführen ist. Dies ist z.B. der Fall, wenn Auflagen aus den regionalen Raumordnungsprogrammen (in Deutschland: RROP; in Frankreich: planification du développement régional et rural - RRDP[14] nicht mehr erfüllt werden können, oder die alten Anlagen Bestandsschutz gewähren, die Installation moderner Neuanlagen jedoch ausschließen. Auch wenn ein Repowering aus rechtlicher und technische Hinsicht möglich ist, kann es aus wirtschaftlichen Gründen je nach Standort und Technologie unter Umständen für den Betreiber von größerem Interesse sein, einen Weiterbetrieb über 20 Jahre hinaus anzustreben.

Hierbei spielt der jeweilige Förderrahmen und insbesondre die Förderdauer für Windenergie eine entscheidende Rolle. Nach einer kurzen Einführung zu den technischen Richtlinien und Normen für einen Weiterbetrieb, werden in den folgenden zwei Abschnitten die Förderrahmen in Deutschland und Frankreich erläutert und die damit verbundenen Herausforderungen und Perspektiven für die Windbranche nach Ablauf der WEA-Lebens- und Förderdauer beleuchtet.

---

[12] S. Statistik & Zahlen für Windenergie des CGDD (auf Französisch), Stand Februar 2017
[13] Für Windparks in Frankreich galt bis 2015 eine feste Einspeisevergütung nach Artikel L. 314-1 du code de l'énergie des frz Gesetzbuches. Die Förderdauer beträgt 15 Jahre.
[14] In Deutschland: Die Regionalplanung dient als regionale Raumordnung der Konkretisierung, der fachlichen Integration und Umsetzung der Ziele der Regionen. Sie nimmt damit eine vermittelnde Stellung zwischen gesamtstaatlicher Planung (Landesentwicklung) und kommunaler Gemeindeentwicklung ein.

II.1. Internationale Norm für Restnutzungsdauer und deren Umsetzung

Um einen Weiterbetrieb als realistische Option betrachten zu können, müssen zunächst grundlegende Punkte geklärt werden. Die **Nutzungsdauer bzw. Restnutzungsdauer** spielen hierbei eine entscheidende Rolle und werden durch die internationale Norm IEC 61400 festgelegt, die ganz oder teilweise direkt in den einzelnen Nationalstaaten angewandt oder durch nationale Standards umgesetzt wird. Diese Norm ist ein hinweisender Richtwert.
In Deutschland wurde diese Norm in nationale Richtlinien umgesetzt, wie z.B. die des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) oder der internationalen Klassifikationsgesellschaft Germanischer Lloyd (GL)[15]. Es gibt jedoch kein Gesetz, das rechtlich bindend ist. In Frankreich gibt es allerdings **keine nationale französische Richtlinie, die eine Mindestdauer für den Betrieb von WEA festlegt**, weder eine Richtlinie die zu einer Bewertung und Prüfung zum Weiterbetrieb (BWP) verpflichtet.

In **Deutschland** besteht die gesamte, individuelle Nutzungsdauer einer Anlage aus der **geplanten, theoretischen Nutzungsdauer und der so genannten Restnutzungsdauer**. Die BWP liegt in der **Verantwortung des Betreibers** und ist durch diesen rechtzeitig, d.h. vor dem Erreichen der zeitlich definierten theoretischen Nutzungsdauer zu veranlassen. Der Betreiber hat die notwendigen Voraussetzungen zur Durchführung dieser Prüfung zu schaffen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Sicherheit bezüglich der Aussage zur Standsicherheit von Umfang und Auswahl der Prüfmethoden und der mit der Probenahme, Durchführung und Bewertung beauftragten Sachverständigen abhängt. Wenn die offizielle Nutzungsdauer erreicht wird, werden in den Richtlinien für Windenergieanlagen[16] zwei Prüfungsmethoden zur Berechnung der Restnutzungsdauer der Anlage vorgeschlagen:

1. Die Erbringung eines **analytischen Nachweises**, bei dem die genaue Lebensdauer einer WEA an einem bestimmten Standort mit einem definierten Betriebsmodus kalkuliert wird und damit Aussagen über die Zukunft erlaubt.
2. Die **Durchführung einer praktischen Prüfung,** bei der im Zuge einer Zustandsbesichtigung (visuelle Inspektion, zerstörungsfreie Prüfmethoden, Probenahme aus dem Tragwerk) überprüft wird, ob die WEA dem Zustand entspricht, der ursprünglich berechnet wurde.

Ergänzend zu den "Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen" empfiehlt das DIBt:

- die praktische Methode durch zusätzliche statische Berechnungen unter Einbeziehung des derzeit geltenden Regelwerks zu belegen;
- die analytische Methode muss durch zusätzliche repräsentative Probenahmen am Turm und einer Begutachtung der Gründung unterstützt werden.[17]

[15] In 2013 schlossen sich Det Norske Veritas (DNV) und Germanischer Lloyd (GL) zusammen in der neuen DNV GL Group.
[16] Nach den Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil: Weiterbetrieb von Windenergieanlagen, Artikel 17.1., Germanischer Lloyd WindEnergie
[17] S. Standorteignung nach DIBT 2012

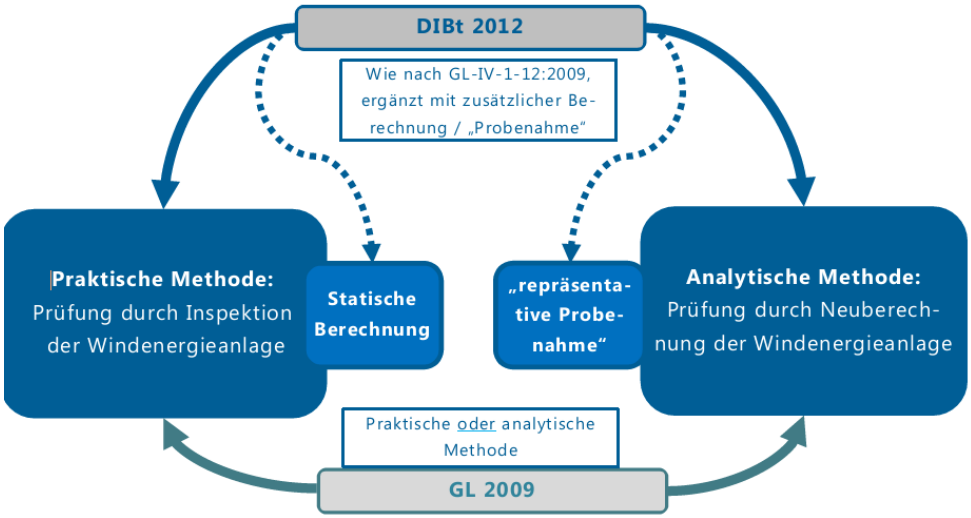


Abbildung 4: Verfahren zur Erstellung des Gutachtens zum Weiterbetrieb nach DIBt 2012 und Germanischer Lloyd 2009 (GL 2009) in Deutschland; Quelle: WindGuard Certification

Die Abbildung 5 veranschaulicht, dass bei über 30 untersuchten Projekten die berechnete Lebensdauer von Windparkprojekten zwischen 23 und 39 Jahren liegt. **Die offizielle Lebensdauer von 20 Jahren ist somit bei den meisten Projekten nur ein theoretisches Maß**, das als Sicherheit dient und zu einer Anlagenprüfung nach spätestens 20 Jahren verpflichtet. Es wird ebenso deutlich, dass ein Weiterbetrieb nach der offiziellen Betriebsdauer aus technischen Gründen eine umsetzbare Option ist. Neben der technischen Machbarkeit und Sicherheit des Materials sind somit der wirtschaftliche Anreiz und der damit verbundene Förderrahmen zu betrachten.

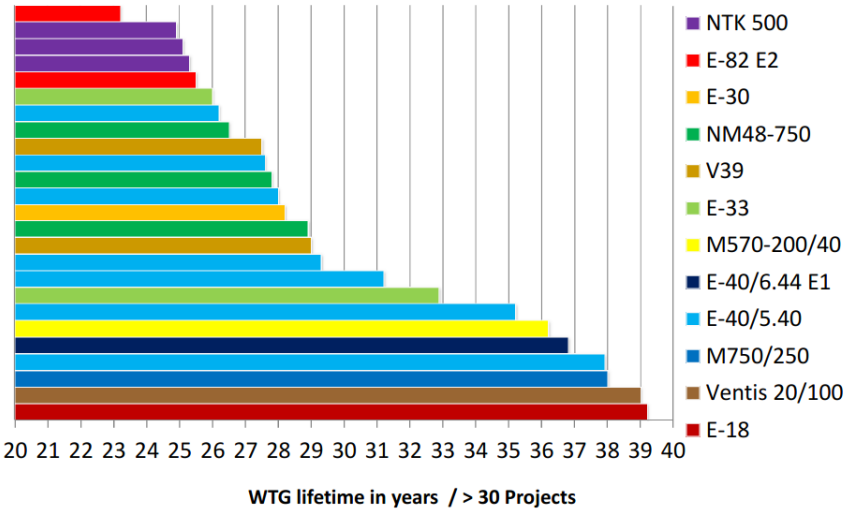


Abbildung 5: Berechnete Lebensdauer von Windparkprojekten entsprechend der Anlagentypen (WTG lifetime in years: WEA Lebensdauer in Jahren); Quelle: Ingenieurbüro Holzmüller Aurich

II.2. Konkrete Überlegungen und erste Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb von WEA in Deutschland

II.2.1. Von festen Einspeisevergütungen zu Ausschreibungen mit Marktprämie

Im Bereich der Förderung stellt das EEG 2017 einen **Paradigmenwechsel** dar: Seit Januar 2017 gibt es **keine staatliche festgelegte Höhe der Vergütung** für Strom aus erneuerbaren Energien mehr. Die Höhe wird ermittelt durch Ausschreibungen, die sich dem freien Wettbewerb stellen. Nach dem EEG 2017 werden für den Bereich Windenergie in den nächsten drei Jahren, d. h. 2017, 2018 und 2019, 2.800 MW brutto pro Jahr ausgeschrieben. Danach steigt die Ausschreibungsmenge auf 2.900 MW brutto pro Jahr. Für den Übergangszeitraum 2017 und 2018, in dem noch die Einspeisevergütung greift, gelten zwei Steuerungsmechanismen: eine Einmal-Degression von 5% zum 1. Juni 2017 und eine Anpassung des atmenden Deckels für den Fall, dass der Zubau über den Korridor ansteigt, bevor die Mengensteuerung durch die Ausschreibungen greift. Damit soll Vorzieheffekten und den damit verbundenen Marktverzerrungen entgegen gewirkt werden. Nach der Abschaffung des Repowering-Bonus 2014 (siehe auch IV.2) ist dies eine weitere Maßnahme Windenergie näher an den Markt heranzuführen.

Für alle Anlagen, die vor dem 1. April 2000 und damit vor dem Inkrafttreten des EEG 2000 in Betrieb genommen worden sind, setzt § 9 Abs. 1 Satz 2 EEG 2000 **als fiktives Inbetriebnahmejahr das Jahr 2000** fest. Diese Regelung gilt aufgrund der Übergangsbestimmungen im EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012 und EEG 2014 fort. Weiter bestimmt § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2000, dass der Betreiber die Mindestvergütungen jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres erhalten soll. Für diese Anlagen **endet der gesetzliche Vergütungszeitraum von 20 Jahren am 31. Dezember 2020.**

Eine staatlich festgelegte Einspeisevergütung gibt es seit dem 1.8.2014 nur noch für Anlagen bis 500 kW installierter Leistung. Diese Schwelle wurde ab 2016 auf 100 kW herabgesetzt. Alle Betreiber von größeren Neuanlagen müssen jetzt ihren Strom selbst vermarkten. Dafür erhalten sie eine sogenannte **"gleitende Marktprämie".**
Wie bereits oben erwähnt, endet 2020 für viele WEA die gesetzliche feste Eispeisevergütung für Windenergie und stellt somit viele Betreiber vor die Frage, ob ein Weiterbetrieb wirtschaftlich rentabel ist und welche Schritte dafür erforderlich sind.

II.2.2. Voraussetzungen für die Option Weiterbetrieb in Deutschland

Die Option des Weiterbetriebs eines bestehenden Windparks als Alternative zu einem Repoweringvorhaben oder einem Rückbau am Ende der regulären Betriebszeit ist **insbesondere für windstarke Standorte interessant**, für die eine Neugenehmigung im Rahmen eines Repowerings eher unwahrscheinlich wäre. Hierzu wird später in Teil III näher eingegangen. Ebenfalls dürfte ein Weiterbetrieb künftig eine Option für kleinere Betreiber und Einzelbetreiber in Deutschland sein, die sich am Ausschreibungsverfahren ab 2017 aufgrund der Risiken, beziehungsweise, ggf. der zu erbringenden Vorleistungen nicht beteiligen wollen. Wird ein Weiterbetrieb angestrebt, sind bestimmte **rechtliche Auflagen** einzuhalten, die insbesondere folgende Aspekte betreffen:

1. Genehmigung
2. Grundstückssicherung
3. Versicherungsrechtliche Aspekte
4. Netzanschluss

1. Die Genehmigung

Die Genehmigungen lassen sich in der Regel in folgende drei Gruppen aufteilen:

- Ältere Genehmigungen:
  Diese enthalten selten Regelungen zur Frage des Weiterbetriebs (weder Hinweise, noch eine Befristung beziehungsweise Auflagen für den Fall des Weiterbetriebs). Überlegungen hierzu kamen später. Der Standsicherheitsnachweis ist in jedem Fall zu erbringen und demnach rechtzeitig durchzuführen.
- Jüngere Genehmigungen:
  Diese enthielten u.a. technische Auflagen oder Hinweise zum Umgang mit dem Weiterbetrieb. Die von den zuständigen Behörden angegebenen Auflagen müssen zufriedenstellend erfüllt werden.
- Befristete Genehmigungen:
  Diese sind in der Praxis sehr selten anzutreffen und ermöglichen in der Regel keinen Weiterbetrieb beziehungsweise einen solchen lediglich in Verbindung mit einem Neuantrag. Hier stellt sich die Frage, ob sich der Aufwand für den Weiterbetrieb der Altanlagen tatsächlich lohnt, zumal sich ein Repowering in diesem Kontext oftmals als die eindeutig bessere Lösung erweist (Siehe Teil III).

2. Die Grundstückssicherung

Die Laufzeit der bestehenden Pachtverträge ist frühzeitig zu prüfen. Grundsätzlich sind diese zeitlich immer begrenzt. Standardpachtverträge mit der öffentlichen Hand sind meistens auf 20 Jahre begrenzt, so dass diese Verträge im Falle eines Weiterbetriebs neu abzuschließen sind. Mit privaten Eigentümern abgeschlossene Verträge haben zumeist eine Laufzeit von 20 bis 25 Jahren, wobei oftmals Verlängerungsoptionen vorgesehen sind. Beschränkte persönliche Dienstbarkeiten erfordern eine Einzelfallprüfung.

3. Versicherungsrechtliche Aspekte

Für die meisten Versicherer ist der Weiterbetrieb derzeit größtenteils noch Neuland. Für jede einzelne WEA erfolgt eine Einzelfallprüfung. Versicherer haben dabei eigene Anforderungen an Sachverständige und Prüfmethoden. Die Gutachten dürften vor dem eigentlichen Weiterbetrieb maximal 3 bis 6 Monate alt sein und die Laufzeit solcher Verträge ist oftmals auf ein Jahr begrenzt.

4. Der Netzanschluss

Der Einspeisevorrang entfällt nicht mit dem Ende der Dauer der Einspeisevergütung. Damit müsse im Falle des Weiterbetriebs dem Netzbetreiber gegenüber nichts weiter unternommen werden, da der Netzanschluss zeitlich nicht befristet ist. Dennoch empfiehlt sich eine Prüfung des Netzanschlussvertrags auf Hinweise oder Auflagen.

Angesichts der Komplexität der Entscheidungselemente hat der Bundesverbandes WindEnergie (BWE) ein Handbuch entwickelt zu den Grundsätzen für die Durchführung und Prüfung über den Weiterbetreib von Windenergieanlagen, welches praktische und analytische Erklärungen bietet und die Voraussetzungen für die Durchführung einer rechtssicheren BWP erläutert.

II.2.3. Wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebs in Deutschland

Der Weiterbetrieb könnte aus **betriebswirtschaftlicher Sicht unter gewissen Umständen** (Standort, Anlagentyp etc.) **eine sinnvolle Option** zum Rückbau oder zum Repowering sein. Grundsätzlich liegt der Vorteil eines Weiterbetriebs zunächst einmal darin, dass sowohl die Windverhältnisse als auch die Ertragslage hinreichend bekannt und die Investitionen bereits amortisiert sind. Auch aus ökologischer Sicht, könnte sich ein Weiterbetrieb prinzipiell rechtfertigen, da dadurch kein frühzeitiger Rückbau einer noch funktionsfähigen Anlage erfolgen müsste. Trotz der vergleichsweise niedrigen Kosten ist ein wirtschaftlicher Betrieb jedoch nur dann gegeben, wenn die anfallenden Kosten des Weiterbetriebs als auch die laufenden Betriebskosten durch die Erlöse für den erzeugten Strom gedeckt werden können und ein **wirtschaftlicher Anreiz für den Betreiber** besteht.

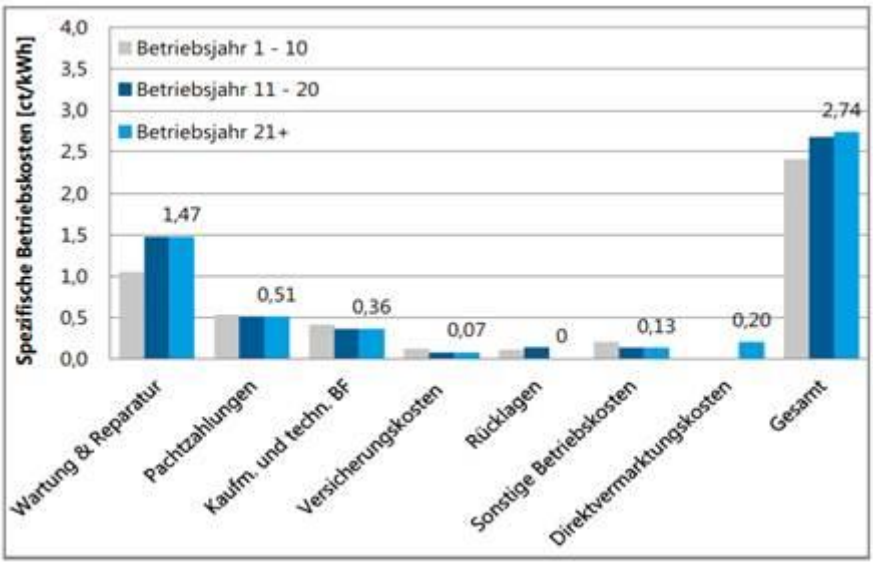


Abbildung 6: Annahme der durchschnittlichen spezifischen Betriebskosten von Windenergieanlagen in Cent/kWh in der dritten Betriebsdekade, Quelle: Deutsche WindGuard

Die Deutsche WindGuard Studie zum **Weiterbetrieb von WEA nach 2020** hat sich detailliert mit den Kosten des Weiterbetriebs nach dem Ende der EEG-Vergütung im Jahre 2020 beschäftigt und für verschiedene Szenarien Prognosen erstellt. Laut der Studie liegt die entscheidende Frage darin, ob die Vergütungshöhe für den erzeugten Strom einen wirtschaftlichen Betrieb gewährleisten kann. Unter den aktuellen Marktkonditionen (Strommarktpreisen) sei an Hand dieser Bewertungskriterien für die Mehrzahl von Alt-WEA ohne EEG-Förderung voraussichtlich kein rentabler Weiterbetrieb möglich. Nimmt man einen durchschnittlichen Marktpreis auf dem Niveau von 2016 würde der erforderliche Mindesterlös laut Studie nicht einmal im Fall der niedrigsten Kostenannahmen gedeckt. Ein Projekt im unteren Kostenbereich könnte nur dann wirtschaftlich weiterbetrieben werden, wenn der durchschnittliche Marktpreis etwa 3 Cent/kWh betragen würde. Orientiert man sich an Projekten entlang des Basisfalls, könne man von keinem rentablen Weiterbetrieb ausgehen, da nicht anzunehmen sei, dass dauerhaft ein Durchschnittsmarktpreis von mindestens 4 Cent/kWh zu erzielen wäre. Projekte, die sich im oberen Kostenbereich befinden, haben folglich eine deutlich geringere Wirtschaftlichkeit. An Hand der Abbildung 7 wird ersichtlich, in welchen Kostenrahmen sich große Teile des Marktes bewegen.

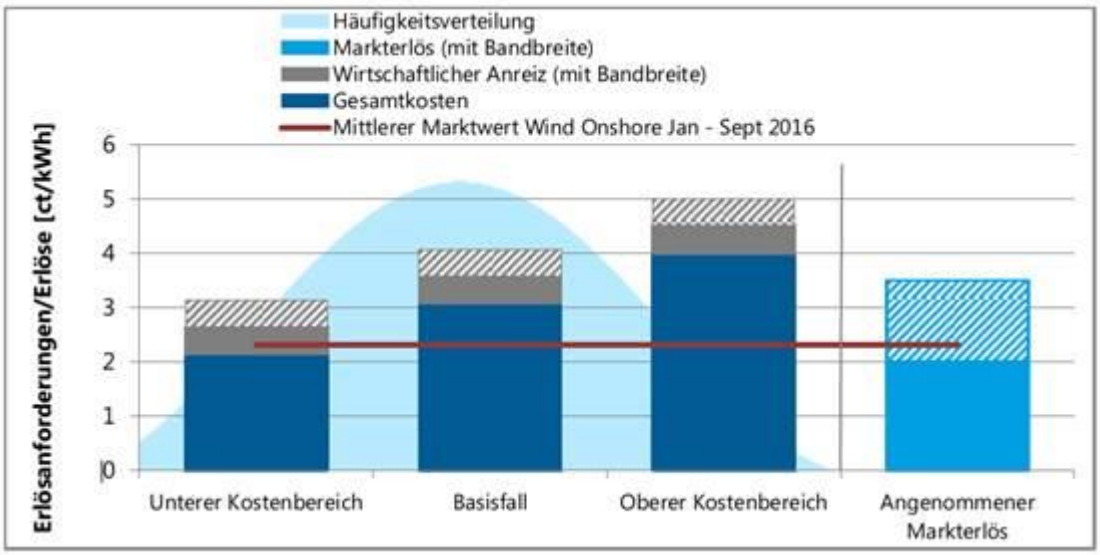


Abbildung 7: Gegenüberstellung von Gesamtkosten und wirtschaftlichem Anreiz (Erlösanforderungen) und Markterlösen an der Strombörse; Quelle: Deutsche WindGuard

Da die Marktpreise nicht durch die Anlagenbetreiber beeinflusst werden können, ist es für den Betreiber nur möglich, den Anreiz zum Weiterbetrieb zu erhöhen, in dem die Kosten gesenkt werden. Für die Szenarien „Basisfall" und „Oberer Kostenbereich" liegen Möglichkeiten hierfür beispielsweise im Bereich der Reduktion von Wartungs- oder Versicherungsleistungen. Diese gehen mit einer Steigerung des Risikos einher, die wiederum zu erhöhten Anreizerwartungen führen soll. Das Potential für Kostensenkungen könne als ziemlich begrenzt eingeschätzt werden. Die Projekte aus dem Szenario „Unterer Kostenbereich" weisen zudem bereits über eine sehr günstige Kostenstruktur auf und die Autoren der Studie gehen davon aus, dass diese über keine spürbar weiteren Potentiale verfügen.

Zusammenfassend führen laut Studie die relativ nichtigen Kostensenkungsmöglichkeiten zu keiner signifikanten Steigerung des Anteils der Projekte, die rentabel weiterbetrieben werden können. Die Studie kommt zu dem Fazit, dass zu den aktuellen Marktkonditionen **für die Mehrzahl von Alt-Windenergieanlagen kein rentabler Weiterbetrieb nach 2020** möglich sei. **Ab dem Jahr 2021 betrifft dies rund 6.000 WEA mit einer Gesamtleistung von ca. 4.500 MW** sowie weitere Anlagen in den darauffolgenden Jahren. Auf der Basis von Zubauvorhersagen zwischen 2022 und 2027 könne dies jährlich jeweils etwa 1.600 WEA mit rund 2.500 MW betreffen. Der jährliche Neuzubau an WEA wird gemäß dem EEG 2017 ab 2020 auf 2.900 MW brutto gedeckelt werden. Sollte es tatsächlich zu einem jährlichen Wegfall an Anlagen in der beschriebenen Höhe kommen, könnte man, so die Deutsche WindGuard, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Entwicklung der Windenergieleistung und dem erzielbaren Anteil an der Stromerzeugung rechnen.

Laut Akteuren der Branche seien diese Prognosen jedoch **je nach Standort und Marktentwicklung** zu nuancieren.

Diese Analyse der WindGuard wird zum Teil durch eine weitere Untersuchung des Marktberatungsunternehmens für die Energiebranche, Energy Brainpool, bestätigt. Energy Brainpool hat mehrere Preisszenarios für den Weiterbetrieb von WEA mit hohen und niedrigen Betriebskosten durchgerechnet. Laut dieser Analyse vom Oktober 2017 könnten nur wenige Anlagen zu dem momentanem Terminpreisniveau[1] für das Jahr 2020 wirtschaftlich weiterbetrieben werden.

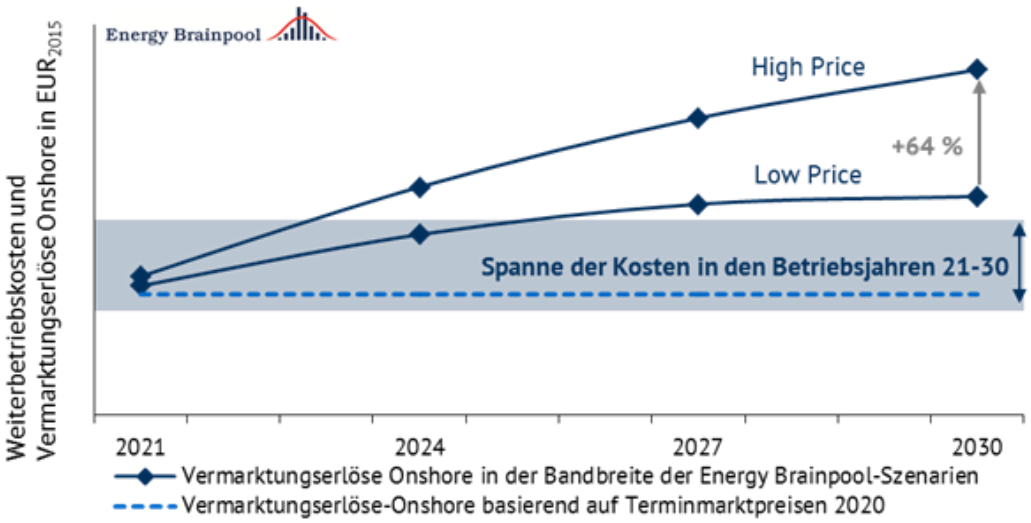


Abbildung 8: Vermarktungserlöse Onshore in der Bandbreite der Energy Brainpool-Szenarien im Vergleich zu den Kosten in den Betriebsjahren 2021 – 2030 in EUR (eine durchschnittliche Anlage wurde zur Bewertung von 2015 herangezogen), Terminmarktpreise stand 01.09.2017 (EEX) Quelle: Energy Brainpool

[1] EEX Terminmarktpreise stand 01.09.2017

Windanlagen mit hohen Betriebskosten könnten in den ersten fünf Weiterbetriebsjahren einen Deckungsbeitrag von minus 105.000 EUR verbuchen. Bei einer günstigen Windlage beliefe sich der Deckungsbeitrag um die 57.000 Euro in den ersten fünf Jahren. Zu den aktuellen bekannten Gegebenheiten bzw. Rahmenbedingungen seien die anfänglichen Erlösmöglichkeiten zu gering, um eine Vielzahl an Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Laut Prognosen des Beratungsunternehmens würde jedoch der Weiterbetrieb zur Mitte der Dekade hin zunehmend wirtschaftlicher werden. Der Analyse zur Folge, sei die Wirtschaftlichkeit für Anlagen mit mittleren bis hohen Betriebskosten nur bei stark steigenden Strompreisen, zum Beispiel durch steigende CO2-Preise, gegeben.

II.3. Neuer Rechtsrahmen für Fördermechanismen in Frankreich

Das Jahr 2017 war ein änderungsreiches Jahr in Frankreich. Zum einen wurde eine Reihe von Erlassen verabschiedet und zum anderen gibt es in Frankreich durch die Präsidentschaftswahl vom Mai 2017 eine neue Regierung. Im Ministerium für ökologischen und solidarischen Wandel (*Ministère de la transition écologique et solidaire*, MTES) wie auch in den Verbänden wurden Arbeitsgruppen u.a. zu den Bereichen Förderrahmen und Weiterbetrieb gebildet und einige Projekte und Gesetzesergänzungen bzw. Vorschläge sind in Vorbereitung. Wie wir im vorherigen Abschnitt erkennen konnten, ist in Deutschland der Rechtsrahmen schon weiter fortgeschritten und auf Grund der zeitlich früheren Entwicklung von Windenergie gibt es zu dem Themenbereich Weiterbetrieb bereits detaillierte Studien und Kennzahlen.
Um den aktuellen Stand der Dinge in Frankreich besser zu verstehen, ist es hilfreich sich die Entwicklung des Förderrahmens anzuschauen und ergänzend dazu, an Hand von einigen Beispielen, die Option des Weiterbetriebs zu betrachten.

II.3.1 Entwicklung des Rechtsrahmens: Vereinfachung und Direktvermarktung

Seit dem französischen Gesetz Nr. 2000-108[18] vom 10. Februar 2000 über die Modernisierung und Entwicklung der öffentlichen Stromversorgung (*Loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*)[19] bis zu dem am 17. August 2015 verabschiedeten französischen Energiewendegesetz wurden die Regelungen zur Entwicklung und dem Bau von Windparks in Frankreich bedeutenden Änderungen unterzogen. In den letzten Jahren kam es vor allem zu einer Vereinfachung des Rechtsrahmens, was letztendlich dazu beigetragen hat, dass die Genehmigungsverfahren für Windenergieprojekte in Frankreich künftig schneller ablaufen sollen[20]. So wurde zum Beispiel das **konzentrierten Genehmigungsverfahren** (Procédure d'Autorisation Unique – AU) eingeführt, welches es ermöglicht, im Zuge eines vereinfachten und konzentrierten Verfahrens sämtliche Genehmigungen, die für den Bau und Betrieb eines Windparks benötigt werden, in ein und demselben Präfektoralerlass zu bündeln.[21]

Bis Ende 2015 galt eine feste Einspeisevergütung für alle WEA, die von einem Tariferlass von 2014 festgelegt wurde. Die **Vergütungsdauer betrug 15 Jahre** und war in zwei Zeiträume eingeteilt:

- In den ersten 10 Jahren betrug die Vergütung 82 Euro / MWh (feste Einspeisevergütung)
- In den letzten 5 Jahren war die Vergütung standortabhängig und hing von der Anzahl der Volllaststunden des Standorts während der ersten 10 Jahre ab – d.h. eine Vergütung zwischen 28 Euro / MWh für windstarke Standorte bis 82 Euro / MWh für windschwache Standorte[22].

[18] S. Gesetz Nr. 2000-108 auf Französisch
[19] S. Loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité auf Französisch
[20] S. DFBEW Memo zu Genehmigungsverfahren für Onshore-Windparks in Frankreich
[21] S. DFBEW Memo zu Genehmigungsverfahren für Onshore-Windparks in Frankreich
[22] Dazwischen wird, durch lineare Interpolation der verschiedenen Werte, die Vergütungshöhe bestimmt.

Artikel 104 des Energiewendegesetzes (auf Französisch) schafft die Rechtsgrundlagen für die **Einführung der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie**[23] **(*complément de rémunération*)** für erneuerbare Energien in Frankreich. **Technologiespezifische Erlasse** definieren die konkreten Umsetzungsmodalitäten, wie zum Beispiel die Vertragsdauer oder die Höhe von Referenztarif und Managementprämie.

Am 5. Mai 2017 hat die Europäische Kommission die Genehmigung von **zwei französischen Fördermechanismen** veröffentlicht**:**

- Ein **Tariferlass**[24] (auf Französisch) **bezieht sich auf kleine Onshore-Windkraftanlagen mit weniger als sechs Turbinen** (deren Leistung jeweils 3 MW nicht übersteigen darf). Entsprechende Windparks erhalten eine Marktprämie zzgl. zum Marktpreis mit einer Laufzeit von **20 Jahren**. Zwei Vergütungszeiträume sind vorgesehen: eine Anfangsvergütung zwischen 72 und 74 Euro / MWh und eine Grundvergütung von 40 Euro / MWh. Der Übergang von der Anfangsvergütung in die Grundvergütung hängt von der Überschreitung eines Produktionsdeckels an Megawattstunden ab. Der Produktionsdeckel wird jährlich auf der Basis des Rotordurchmessers bestimmt. Überscheitet man den Deckel, wird die restliche Erzeugung mit dem Grundtarif vergütet.
- Ein **Lastenheft**[25] (auf Französisch) **der Ausschreibungen für Windenergie an Land** ab sieben Turbinen. Dieses wurde von der französischen Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) veröffentlicht. Der Referenztarif (Marktpreis + Marktprämie) ist auf 74.8 Euro/ MWh begrenzt. Der Zuschlagspreis wird das einzige Auswahlkriterium sein. Die gleitende Marktprämie gilt ebenfalls für einen Zeitraum von **20 Jahren**. Das Ausschreibungsvolumen von 3.000 MW verteilt sich auf sechs Gebotstermine in einem Zeitraum von drei Jahren. Die erste Ausschreibungsrunde mit einem Volumen von 500 MW findet zwischen dem 1. November und dem 1. Dezember 2017 statt.

II.3.2 Auswirkungen des neues Förderrahmens auf die Entscheidung eines Weiterbetriebs

Obwohl der französische Windanlagenpark noch relativ jung ist, gibt es **bereits 1.600 Anlagen, die in den nächsten fünf Jahren das 15-jährige Fördersystem verlassen** werden. Dies entspricht 2 GW installierter Leistung. Im Jahre 2017 werden zunächst 130 MW an Windleistung die feste Einspeisevergütung nach dem alten System (15 Jahre) verlassen. Dies entspricht gerade 1 % des französischen Windparks[26]. Dieser Anteil wird sich jedoch in den nächsten Jahren exponentiell erhöhen. Betrachtet man das Ende der 15-jährigen Förderdauer und die offizielle Lebensdauer laut EU Norm(20 Jahre), so kann man feststellen, dass die WEA 5 Jahre lang außerhalb des Fördersystems jedoch noch in der normgerechten Betriebsdauer liegen.

Bisher entscheiden die Betreiber von Fall zu Fall, wie sie weiter mit ihren Anlagen verfahren. So zum Beispiel der Windpark *Roquetaillade* in der Gironde, der von der *Campagnie du Vent* betrieben wird und über acht Anlagen mit einer Leistung von jeweils 660 kW verfügt. Nach 15 Jahren fester Einspeisevergütung ist der Windpark seit Oktober 2016 nicht mehr im Fördersystem und verkauft seitdem den erzeugten Strom direkt auf dem Markt, vorrangig am Spotmarkt. Ein weiteres Beispiel ist der Windpark Souleilla-Corbière, der der Firma RES (10 WEA mit jeweils 1,3 MW Leistung). Über 15 Jahre lang verfügte der Park über einen festen Stromabnahmevertrag mit dem historischen Versorger EDF. Seit 2016 fällt der Windpark ebenfalls nicht mehr unter die Förderfähigkeit. RES hat die Option eines Aggregators bzw. Direktvermarkter gewählt, um seinen Strom direkt auf dem Markt zu verkaufen[27]. Hierbei ist der Preis nicht ein vorab vereinbarter Fixpreis, sondern hängt von der Volatilität des Strommarktes ab.

---

[23] S. DFBEW Publikation zur Direktvermarktung in Frankreich
[24] Das DFBEW hat 2017 eine deutsche Übersetzung des Tariferlasses veröffentlicht.
[25] Das DFBEW hat 2017 eine deutsche Übersetzung des Lastenhefts veröffentlicht.
[26] S. Magazin „Le Journal de l'éolien", Ausgabe Juli/August 2016, Seiten 12-15.
[27] S. Artikel aus „Environnement magazine", 17.01.2017

In den kommenden Jahren werden die bereits erwähnten 1.600 WEA nicht mehr förderfähig sein und im Falle eines Weiterbetriebs ihren Strom direkt am Spotmarkt veräußern.[28]. Eine weitere Möglichkeit sind Strom-Kaufverträge, sogenannte power purchase agreements (PPA). Das ist ein Liefervertrag zwischen einem Anlagenbetreiber (Stromproduzenten) und einen Stromabnehmer (in der Regel Unternehmen), der in der Regel auf zehn bis zwanzig Jahre ausgelegt ist. Das Instrument des direkten Stromabnahmevertrags mit Wind- oder Solarpark-Betreibern ist bisher vor allem im Ausland praktiziert worden, z.B. in den USA. PPAs werden zunehmend auch in Deutschland und Frankreich angewandt. Diese Vertragsart trägt dazu bei neue Projekte der erneuerbaren Energieproduktion zu entwickeln oder auch die Nutzungsdauer von bestehenden Anlagen zu verlängern. In Frankreich z.B. haben sich Solvay Energy Services (Geschäftssegment der Solvay-Gruppe tätig im Bereich Energiemanagement und Aggregation) und Orygeen (Projektentwickler und Energiedienstleister) zusammengeschlossen um für französische Unternehmen PPAs zu entwickeln[29].

II.3.3 Voraussetzungen für Weiterbetrieb noch in Ausarbeitung in Frankreich

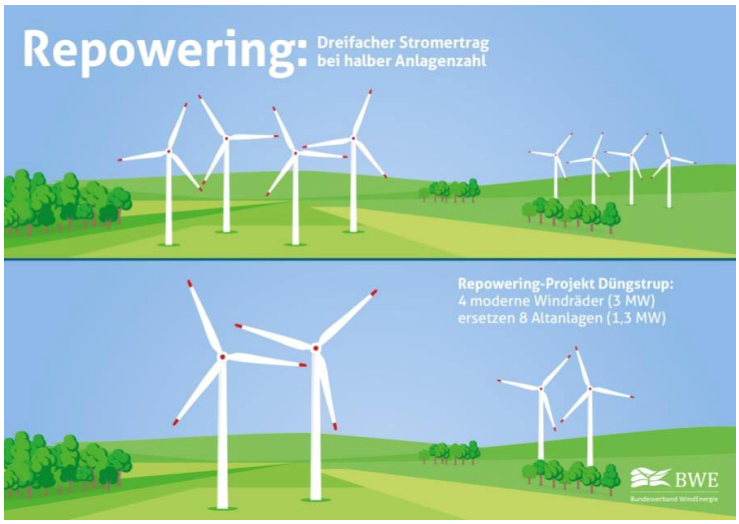
Für Windparkprojekte ab 2017 gelten die in II.3.1 genannten Fördermechanismen. Die Anlagen die unter den Tariferlass 2017 fallen und die Anlagen, die durch die Ausschreibungen bestimmt werden, verfügen nun über einen Förderzeitraum von 20 Jahren und werden durch genau definierte Vergabe- und Fördermodalitäten bestimmt. Für die Projekte von vor 2017 gibt es bisher **noch keine festgelegten Bedingungen**. Bisher verkaufen die meisten WEA nach **dem Ende der Förderdauer ihren Strom direkt auf dem Markt**.

Hierzu muss man die Option des Weiterbetriebs von WEA betrachten. Auf Grund des jüngeren Anlagenbestandes ist die Entwicklung in Frankreich zeitlich versetzt mit der in Deutschland. Daher befinden sich die genauen Rahmenbedingungen für einen Weiterbetrieb noch in der Ausarbeitung. Beim Weiterbetrieb von WEA muss grundsätzlich die **Vereinbarkeit mit dem Genehmigungsbescheid der Verordnung für** Klassifizierte Installationen für den Umweltschutz (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement - ICPE[30]) sichergestellt werden. Aus juristischer Sicht ist bis jetzt ein zeitlich unbeschränkter Weiterbetrieb von WEA möglich, da **die Betriebsgenehmigung keine zeitliche Befristung enthält**. Gemäß der ICPE Verordnung gilt dies zumindest solange sich keine zweijährige Betriebspause bzw. kein Betriebszwischenfall (*incident d'exploitation*), der dem Betrieb oder der Instandhaltung geschuldet ist, ereignet. Allerdings sind zu jeder Zeit die Betriebsauflagen einzuhalten, die einerseits aus der ICPE-Genehmigung selbst und andererseits aus den Vorgaben des ICPE-Erlasses vom 26. August 2011 (auf Französisch) für genehmigungspflichtige Anlagen hervorgehen und mit einer entsprechenden Überprüfung der Auflagen einhergehen. Dies bezieht sich auf WEA, die dem 2011 eingeführten **ICPE-Genehmigungsverfahren** unterliegen. Ein konzentriertes Genehmigungsverfahren (*autorisation unique*) ist landesweit Ende 2015 eingeführt worden. In Frankreich ist die Einführung einer einheitlichen Umweltgenehmigung (*permis environnemental*) geplant, die auch die Bedingungen für einen Weitertrieb definieren soll.

[28] S. DFBEW Hintergrundpapier von EPEX Spot zur Direktvermarktung der erneuerbaren Energien an der Strombörse
[29] S: Pressemitteilung (auf Französisch)
[30] S. Verordnung für Klassifizierte Installationen für den Umweltschutz (auf Französisch)

III.Option B: Repowering

Die zweite Option am Ende der offiziellen Betriebsdauer ist das Repowering. Das Konzept des Repowerings ist in Frankreich wie auch in Deutschland das gleiche. Die rechtliche Umsetzung ist jedoch länderspezifisch und wird in den folgenden Abschnitten genauer beleuchtet.



In der Regel wird im Rahmen des Repowering die Anzahl der Windenergieanlagen reduziert: Mehrere kleine Anlagen werden gegen wenige Anlagen, die deutlich größer und leistungsstärker sind, ersetzt[31]. Ein **Ersetzen älterer WEA durch neue, leistungsstärkere Anlagen an einem bestehenden Standort** erweist sich dann als **sinnvoll**, **wenn** auf diese Weise **höhere Erträge erzielt** werden können. Ein Repowering kann sich ebenfalls anbieten für existierende Windparks, bei denen weitreichende technische Problemen bestehen, wofür sich eine Reparatur wirtschaftlich nicht mehr lohnt.

Abbildung 9: Repowering-Beispiel - Dreifacher Stromertrag bei halber Anlagenzahl; Quelle: BWE-Darstellung

Argumente, die laut der Branche für ein Repowering sprechen könnten, sind:

- Durch das Aufkaufen und Ersetzen von mehreren alten Anlagen, die häufig räumlich verstreut sind, durch wenige neue Anlagen, könne sowohl die **Flächeneinnahme, als auch die Belastungen der Natur reduziert werden.**
- Ebenso könne es durch die die Verringerung der Anlagenzahl mit größeren Abständen untereinander, mit geringerer Drehzahl der Rotoren (40 - 60 Umdrehungen bei alten gegen 10 - 20 Umdrehungen bei modernen WEA), mit einheitlicher Anlagengröße, Farbgebung und Befeuerung zu einer **Reduzierung der eventuell negativen Auswirkungen auf das Landschaftsbild und auf die Gesamtbelastung** der Anwohner kommen (z.B. geringere Geräusch-und Lichtemissionen).
- Durch deutlich leistungsstärkere Neuanlagen könnte der **Energieertrag signifikant gesteigert** werden. Laut einer Schätzung des Bundesverbands für WindEnergie e.V. könnte es bei einer Halbierung der Anlagenzahl zu einer Verdopplung der Leistung und zu einer Verdreifachung des Stromertrages führen (s. Abbildung 8).
- Neue Anlagen verfügen über eine verbesserte Netzverträglichkeit, da sie eine konstante Energieproduktion aufweisen und gleichzeitig **Systemdienstleistungen** erbringen können.
- Nicht zuletzt kann ein Repowering zu einer neuen Wertschöpfung an einem bestehenden Standort führen. und auch zur **Förderung der regionalen Wirtschaft** beitragen durch u.a. Vergabe der Baumaßnahmen an regional/örtlich ansässige Firmen; durch steigende Gewerbesteuereinnahmen für die Kommunen oder durch zusätzliche Arbeitsplätze und Investitionsmöglichkeiten in Bürgerwindparks.

[31] Peter Spengemann von der WPD nannte als Richtwert für ein Repowering das Ersetzen von 10 Windenergieanlagen durch 4 bis 7 neue, leistungsstärkere Anlagen.

Trotz dieser Vorteile müssen bei der Planung und Umsetzung von Repowering- Projekten jedoch auch die **Hemmnisse und Herausforderungen** in Betracht gezogen werden. In einer Studie des Internationalen Wirtschaftsforums Regenerative Energien (IWR) werden diese kritischen Punkte thematisiert. Hierbei werden neben Fragen des Artenschutzes und der Akzeptanz von höheren Anlagen auch die unterschiedlichen Interessen der involvierten Akteure beschrieben. Diese Faktoren müssen vor allem dann beleuchtet werden, wenn das Repoweringprojekt zu Standortverschiebungen und/oder zu einem Wechsel des Anlagenbetreibers/Investors führen. Hinzu kommen die rechtlichen und genehmigungstechnischen Fragen. Hierbei ist es interessant, den Stand der Dinge in Deutschland (III.1.) und Frankreich (III.2.) zu betrachten.

III.1. Repowering in Deutschland

III.1.1. Rahmenbedingungen für Repowering in Deutschland

Seit dem EEG 2017 müssen in Deutschland alle WEA mit einer Größe von mehr als 750 kW installierter Leistung am neuen Ausschreibungsverfahren teilnehmen. In **Deutschland** sind **Repoweringprojekte grundsätzlich als Neuanlagen zu werten**. Solche Änderungen können nicht auf bestehende Anlagen aufgesetzt werden, sondern bedürfen vielmehr einer **vollständigen Neuplanung** (Flächenakquisition und Planungsphase) **mit einem entsprechenden Genehmigungsverfahren**. Ob sich ein Standort für ein Repowering eignet, ist in einer standortspezifischen Betrachtung zu ermitteln. Dabei wird erörtert, ob und unter welchen Rahmenbedingungen ein Repowering umsetzbar und wirtschaftlich darstellbar ist. Die Wirtschaftlichkeit eines Repoweringprojekts hängt hierbei maßgeblich davon ab, in welchem Maße die Anlagengröße gesteigert werden kann. Die Berechnung erfolgt wie bei einem Neuprojekt über den Marktpreis des erzeugten Stroms.

Repowering-Projekte müssen somit **unter den gleichen Bedingungen wie Neuanlagen** an der Ausschreibung teilnehmen. So befinden sich beispielsweise unter der ersten Ausschreibungsrunde in Deutschland von Mai 2017 zwei Repowering Projekte: Rheinland-Pfalz MEL Repowering GmbH & Co. KG und Morbacher Energielandschaft.

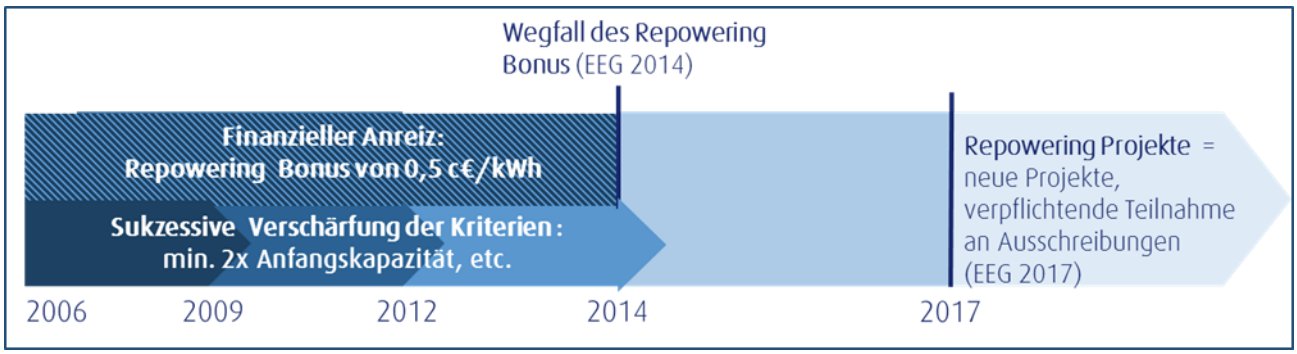


Abbildung 10: Entwicklung des Rechtsrahmens in Deutschland für Repowering; Darstellung: DFBEW

2009 wurde ein **Repowering-Bonus** i.H.v. 0,5 Cent /kWh eingeführt. Dieser Repowering-Bonus war bis 2014 ein bedeutender Anreiz für Betreiber von WEA. Dies wird in der Abbildung 10 verdeutlicht durch die Anzahl der Repoweringprojekte in 2014, die noch vor dem Wegfall des Bonus durchgeführt wurden (1.147 MW an installierter Leistung durch Repowering).

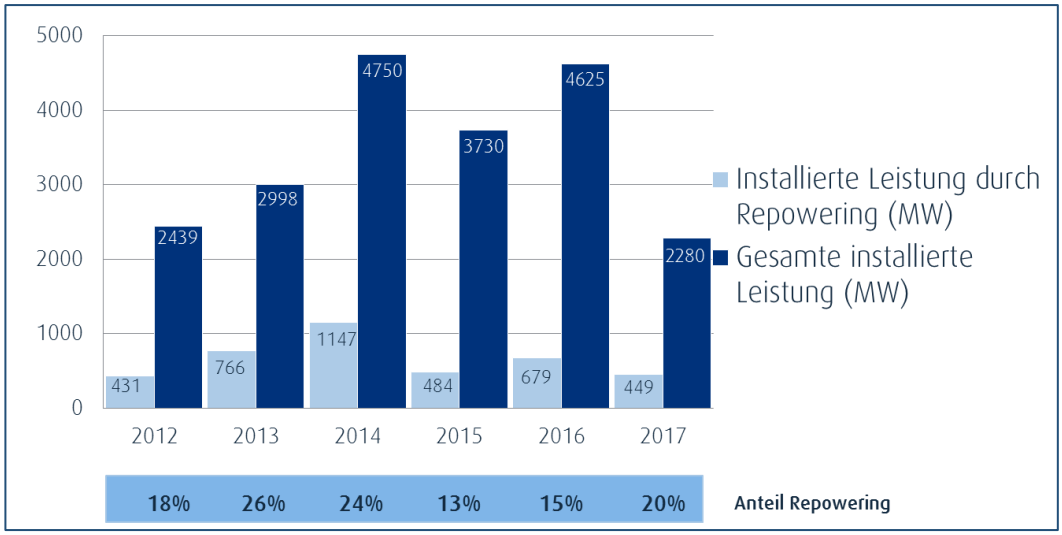


Abbildung 11: Entwicklung des Anteils von Repoweringanlagen an der installierten Leistung (in MW) in Deutschland, Quelle: Deutsche WindGuard

Der **Repowering-Bonus** diente bis 2014 als Anreiz, WEA durch moderne, leistungsstärkere Anlagen zu ersetzten. Dieser Bonus wurde mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009 erstmalig eingeführt und betrug 0,5 Cent/kWh (zusätzlich zur regulären Vergütung). Er wurde mit dem EEG 2014 wieder abgeschafft. Voraussetzung für den Anspruch auf diesen Bonus war zunächst gemäß EEG 2009, § 30, dass die „repowerten" WEA im selben oder in einem angrenzenden Landkreis errichtet, mindestens 10 Jahre nach den WEA des ursprünglichen Windparks in Betrieb genommen wurden und die Leistung der repowerten WEA mindestens das Zweifache (und max. das Fünffache) der ersetzten WEA betrug. Die Anforderungen wurden im EEG 2012 (§ 30) verschärft: Die ersetzten WEA mussten vor dem 01.01.2002 in Betrieb genommen worden sein und die Anzahl der neuen WEA durfte die Anzahl der ersetzten nicht überschreiten. Die „Faktor 5"-Obergrenze, um den die Leistung des neuen Windparks gesteigert werden durfte, wurde 2012 hingegen gestrichen. Zudem durften WEA nur ersetzt werden, wenn sie höchstens ein Jahr vor und spätestens ein halbes Jahr nach der Inbetriebnahme der neuen Anlagen vollständig abgebaut und vor Inbetriebnahme der neuen WEA außer Betrieb genommen wurden.

Die erste Gestaltung des Repowering- Bonus im EEG 2009 verfolgte das Ziel, vorzeitig weniger effiziente Altanlagen durch leistungsfähigere und fernsteuerbare Neuanlagen zu ersetzen[32]. Darüber hinaus sollte dies zu einer „Neustrukturierung und Bereinigung der Landschaft" beitragen, indem alleinstehende WEA durch Windparks in ausgewiesenen Konzentrationszonen ersetzt werden[33].

Da mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 der Repowering-Bonus ersatzlos gestrichen wurde, entfällt demzufolge auch die Einhaltung der daran geknüpften Konditionen, die oben aufgelistet wurden. Somit sind bei neuen Repoweringprojekten die Voraussetzungen, dass sich das alte und neue Projekt auf dem gleichen Standort befinden und der Betreiber verpflichtet sei, die Altanlage vollständig zurückzubauen, nicht mehr einzuhalten. Jedoch können vergleichbare Vorgaben in Bauleitplänen oder städtebauliche Verträge eingeführt werden.

---

[32] Vgl. Gesetzesbegründung zu § 30 EEG 2009, wonach *»mit der Anpassung der Regelung gezielt ein wirtschaftlicher Anreiz zum Repowering an Standorten gesetzt [wird], an denen ein frühzeitiges Repowering bisher wirtschaftlich frühestens nach Ablauf des Anfangsvergütungssatzes attraktiv war«;* Gesetzentwurf der Bundesregierung v. 18.02.2008; BT Drs. 16/8148, S. 57.
[33] In der Begründung zu § 30 Abs. 1 EEG 2012 wurde angeführt, dass neue (Repowering-)Anlagen *»in speziell für Windenergie ausgewiesenen Gebieten … alte Windenergieanlagen, die vielfach vor allem in Streulagen errichtet wurden«* ersetzen sollen, *wodurch »Fehlentwicklungen der Vergangenheit beim Ausbau der Windenergie bereinigt, die gesamte Windenergielandschaft neu gestaltet und die Akzeptanz der Windenergie insgesamt verbessert werden«,* BT Drs. 16/8148, S. 58; siehe auch: WindGuard & BioConsult (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S. 15.

III.1.2. Entscheidende Rolle des Repowering für den Windausbau in Deutschland

Ausgehend von der Tatsache dass WEA, die vor dem Jahr 2001 oder 2000 in Betrieb genommen wurden nach 2020 keinen Anspruch auf EEG Vergütung haben werden, werde laut Enervis, die **Anzahl an Stilllegungen** ab diesem Zeitpunkt stärker zunehmen[34]. Ebenso rechnet Enervis mit einem bedeutenden Zuwachs des Anteils von Repowering-Projekten, wobei wie oben aufgeführt, der Weiterbetrieb nach Ende der offiziellen Betriebsdauer ebenso eine Alternative darstellt. Laut Enervis ist neben dem Ende der EEG-Vergütung nach 20 Jahren, die **zunehmend begrenzteren Flächen**, die für den Ausbau der Windenergie an Land zur Verfügung stehen, eine weitere Herausforderung für den Ausbau von Windenergie an Land. Hierbei wird die **Option Repowering eine tragende Rolle spielen**.

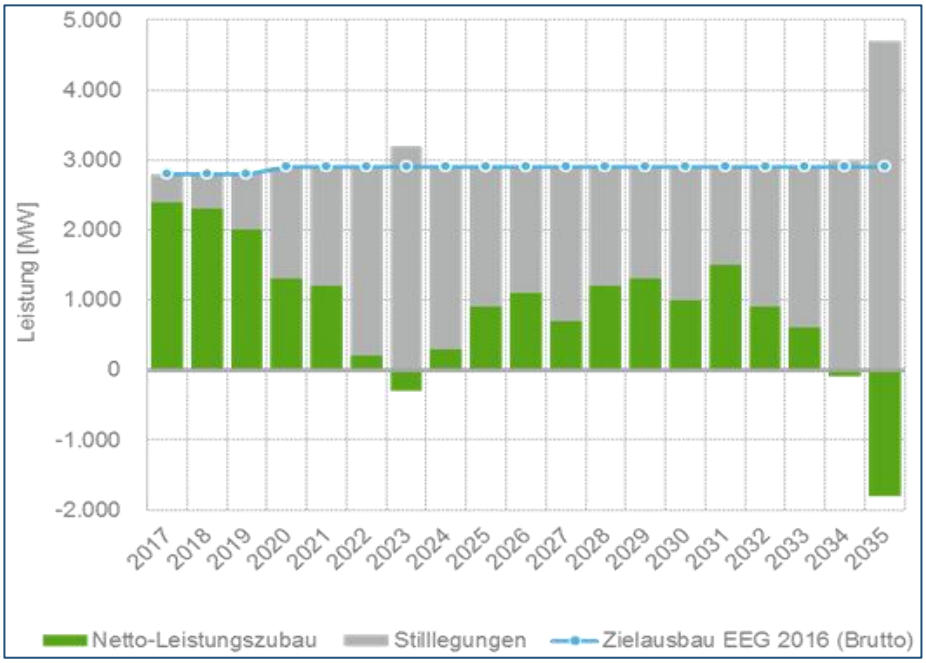


Abbildung 12: Auswirkungen des maximalen Zubaus nach EEG 2017 auf den Netto-Leistungszubau von WEA an Land; Quelle: enervis energy advisors GmbH

In der Abbildung 12 wird dargestellt, wie es zu einem Anstieg der zu ersetzenden Windleistung zu Anfang der 2020er Jahre kommen könnte. Im Jahr 2023 bestünden alle an den Ausschreibungen teilnehmenden Projekte demzufolge aus dem Ersatz von stillgelegten Anlagen. Enervis rechnet punktuell sogar mit einem Rückgang der in Deutschland installierten Windkapazitäten. Dieselbe Entwicklung würde sich in den Jahren 2034-2035 abzeichnen, die mit 20-jährigem Zeitversatz auf den starken Windzubau in den Jahren 2014 und 2015 folgt[35].

[34] S. Artikel von Juni 2016, Enervis advisors GmbH
[35] Enervis energy advisors GmbH

Abbildung 13: Netzausbaugebiete in Deutschland; Quelle: BNetzA

Die Einrichtung und Ausgestaltung eines **Netzausbaugebiets**[36] ist ein weiterer entscheidender Faktor für den weiteren Ausbau der Windenergie in Deutschland (Abbildung 8). Die Bundesnetzagentur begrenzt in den Ausschreibungsverfahren für Windenergie an Land die Zuschläge im Netzausbaugebiet, indem dort lediglich Gebote bezuschlagt werden, bis eine festgelegte installierte Leistung (Obergrenze von 58 %) erreicht ist[37].

Somit entfällt nur ein begrenzter Anteil des bundesweiten jährlichen Ausschreibungsvolumens von anfänglich 2.800 Megawatt auf das Netzausbaugebiet. Laut der BNetzA solle dies die nachteiligen Auswirkungen des Zubaus von Windenergie auf Engpässe im Übertragungsnetz minimieren. Da nicht der komplette erzeugte Strom vor Ort verbraucht werden und derzeitig nicht zu den Verbrauchszentren hauptsächlich im Süden Deutschlands übertragen werden kann, kommt es vermehrt zur Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen, insbesondere von Windenergieanlagen an Land im Norden.

In der unmittelbaren bis mittelfristigen Planungszukunft kann die derzeitige Flächenbegrenzung als förderlich für Repoweringprojekte gesehen werden. Laut Enervis, könnte es ohne Repowering zu einem stagnierenden Ausbau, wenn nicht sogar zu einer rückläufigen Entwicklung der Windenergie an Land in Deutschland kommen. Diese Analyse teilen auch andere Akteure der Windbranche.

III.1.3. Herausforderungen für Repowering-Vorhaben in Deutschland

Die Hemmnisse für Repowering-Vorhaben liegen hauptsächlich in **rechtlichen und genehmigungstechnischen** Ursachen:

<u>Rechtlichen Herausforderungen: Verfügbarkeit und Rechtsverhältnisse</u>

Um ein Repowering-Vorhaben umzusetzen, muss der Betreiber über die bereits installierten Anlagen verfügen können. Für viele Projekte liegt hier eine der Hauptherausforderungen. Laut einer Analyse von Pricewaterhouse-Coopers (PwC) sollte man hierbei zwischen WEA aus der „ersten" und „zweiten Entwicklungsphase" unterscheiden[38].

- Die **erste Entwicklungsphase** liegt in einem Zeitraum zwischen 1991 bis Mitte/Ende der Neunziger Jahre. Während dieser ersten Periode wurden hauptsächlich Einzelanlagen mit sehr geringer Leistung von **Privatpersonen** oder in kleinen Gruppen verbundenen Privatpersonen in Deutschland gebaut. Es handelt sich um erste Pionier-Projekte, die auf Grund der bedeutenden Höhe der nötigen Investitionen für Neuan-

[36] Wie von der BNetzA definiert, ist das Netzausbaugebiet als eine räumlich zusammenhängende Fläche auszuweisen, die höchstens 20% des Bundesgebiets umfasst. Paragraph § 36c EEG 2017 sieht vor, dass im Netzausbaugebiet jährlich nur noch 58% des durchschnittlichen Zubaus der Jahre 2013 bis 2015 zulässig sind (Obergrenze). Die Obergrenze beziffert die Verordnung auf 902 MW[36]. Zum Netzausbaugebiet zählen der nördliche Teil Niedersachsens, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern. Damit entfällt ein knappes Drittel des jährlichen bundesweiten Ausbaupfads auf eine Fläche, die etwas mehr als ein Sechstel des Bundesgebiets ausmacht.
[37] S. DFBEW Memo zur EEG- Novelle 2016
[38] S. Analyse von PwC, 2017

lagen und auch durch die Komplexität von Repowering-Vorhaben meist nicht in Frage kommen. Für professionelle Projektentwickler heißt es in diesen Fällen, die Einzelanlagen zusammenzukaufen oder die alten Betreibergruppen in ein Beteiligungsprojekt einzubinden. Hierbei können sich das Zusammenstellen von solchen Einzelprojekten und die Überzeugungsarbeit als langwierig und ein neuer Vertragsabschluss als sehr komplex erweisen.

- Schaut man sich die **zweite Entwicklungsphase** bis 2004 an, so handelt es sich **überwiegend um große Windparks**, die als Beteiligungsmodelle (Bürgerwindparks oder steueroptimierte Fonds) gebaut wurden und hohe Renditeerwartungen voraussetzten. Um solche Altparks für ein Repowering zu erschließen, müssten den Kommanditisten ihre ursprünglichen Renditeerwartungen im Austausch zu den Beteiligungen gegeben werden. Dies sei wirtschaftlich jedoch nicht immer umsetzbar. Zudem verfügen die Gesellschaftsverträge der Betreibergesellschaften oft auch Mitbestimmungsklauseln der Kommanditisten, welche die Vertragsgestaltung mit dem Projektentwickler, oder dem Investor erschweren und verlängern.

Ein weiterer wichtiger Faktor sind die **bestehenden rechtlichen Rahmen- und Vertragsbedingungen**. Es muss geprüft werden, ob die für die Altanlage geltenden Bedingungen auch für die Errichtung der Neuanlagen genutzt werden können. Repowering-Projektentwickler können Windparks rechtlich entweder durch den Ankauf aller Einzelvermögensgegenstände (sogenannter *Asset Deal*) oder durch Übernahme der Betreibergesellschaft im Zuge des Anteilskaufs erwerben[39]. Hier müssten die Rechtsverhältnisse genauestens geprüft werden. Die Herausforderung liegt darin, die oft divergierenden rechtlichen Interessen der verschiedenen Altbetreiber und einem hinzutretenden Investor zu koordinieren.

Planungs- und genehmigungsrechtliche Herausforderungen:
Wie bereits erwähnt, handelt es sich bei einem Repowering-Vorhaben um ein **rechtlich neues Projekt, welches neu genehmigt werden muss.** Repowering-Vorhaben können daher nicht auf die für die Altanlagen erteilten Genehmigungen zurückgreifen. Da es sich bei den Neuanlagen zumeist um wesentlich größere und leistungsstärkere Analgen handelt, ist die Notwendigkeit einer neuen Genehmigung nachvollziehbar. Jedoch stellt dies auch ein erhebliches Hemmnis für manche Vorhaben dar:

- Neue WEA benötigen mittelweile eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung.
- Alte Standorte werden von neuen Raumordnungsplänen nicht mehr als Eignungsgebiete ausgezeichnet.
- Neuauflagen des Naturschutzes oder eine übermäßige Beeinträchtigung des Landschaftsbildes und eine damit verbundene öffentliche Ablehnung erschweren neue Bebauungspläne.

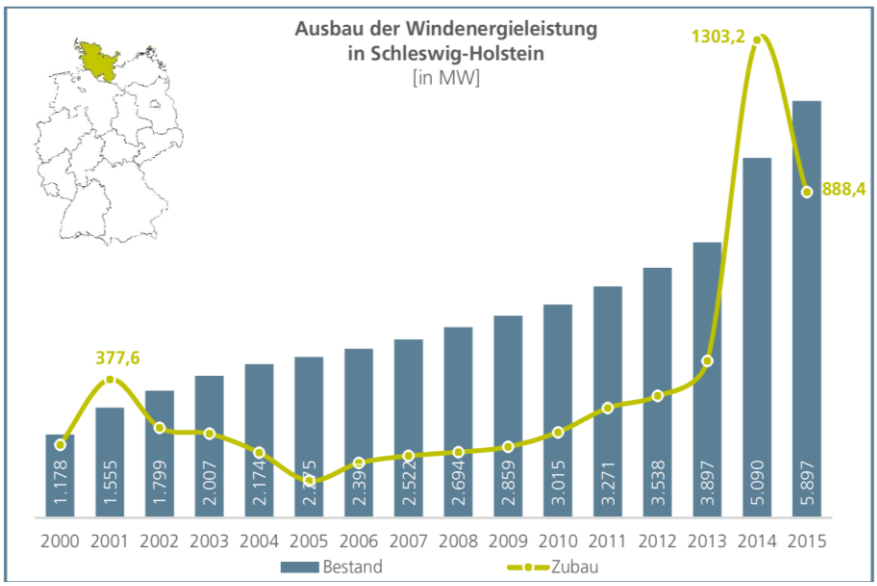
An Hand der oben aufgeführten Hemmnisse wird deutlich, dass ein Repowering-Projekt ein **komplexes Vorhaben** ist, das im Voraus ausgiebig abgewogen und geplant werden müsste. Im Hinblick auf die zu erwartenden Entwicklungen nach 2020, spezialisieren sich immer mehr Unternehmen auf Repowering - Dienstleistungen, Projektplanung- und Durchführung.

III.1.4 Praktisches Beispiel – Vorranggebiete für Repowering in Deutschland

Am 25. Januar 2017 ist der neue Landesentwicklungsplan Nordrhein-Westfalens (LEP NRW) in Kraft getreten. Darin wurde das Ziel formuliert, Vorrangflächen für Windenergieanlagen in den Regierungsbezirken festzulegen. Der vor den letzten NRW-Länderwahlen im Frühling 2017 entstandene Plan sieht vor: „Es bedarf zur Vorbereitung des Repowering regelmäßig der Entwicklung eines (örtlichen oder auch mehrere Gemeinden umfassenden oder auch regionalen) "Repowering-Konzepts", ggf. als integraler Bestandteil von Energie- und Klimaschutzkonzepten“. Insgesamt soll in **Nordrhein-Westfalen** eine Fläche von 54.000 ha für die Windenergienutzung festgelegt werden, damit die Klimaschutzziele des Landes erreicht werden können. Zu diesem Zweck sollen auch Repowering-Vorhaben

[39] S. Analyse von PwC, 2017

vorangebracht werden. Die Gemeinden sollen deswegen die bauplanungsrechtlichen Rahmenbedingungen so gestalten, dass ein Repowering zielgerichtet verwirklicht werden kann und WEA räumlich zusammengefasst oder neu geordnet werden können.



Auch **Schleswig-Holstein (SH)** ist ein weiteres Beispiel für sogenannte Vorranggebiete. Diese sollen dazu beitragen, die energiepolitischen Ziele zu verwirklichen und durch Windkraft an Land einen Beitrag zu einer bezahlbaren Energiewende zu leisten Die Landesplanung in SH hat 1,98% der Landesfläche als Vorranggebiete ausgewiesen, die die geringsten Belastungen für Mensch und Natur aufweisen.[40]

Abbildung 14: Ausbau der Windenergieleistung in SH (in MW), Quelle: Fachagentur Windenergie an Land

Das gesamträumliche Plankonzept von SH (2017) sieht354 Vorranggebiete für Windenergie an Land vor. Von den derzeit bestehenden rund 3.060 Anlagen liegen etwa 1.300 Anlagen außerhalb der Vorranggebiete. Für diese Anlagen gilt nur bis zum Ende ihrer technischen Betriebsdauer Bestandsschutz. Danach müssten sie abgebaut werden. **In SH ist Repowering zukünftig nur noch innerhalb von Vorranggebieten zulässig**. Laut dem Plankonzept von SH werden den Betreibern von Altanlagen, die sich außerhalb der neuen Vorranggebiete befinden, eigens 0,2% Repowering-Vorranggebiete bereitgestellt. Dort dürfen sie eine neue Anlage errichten, sofern sie dafür zwei alte Anlagen abbauen. Die SH-Landesregierung sieht einen Zubau der Windenergie an Land vor: die installierte Leistung von Wind Onshore soll von derzeit 6,5 GW auf rund 10 GW steigen. Trotz dieser Steigerung soll es zu keinem signifikanten Anstieg der Anzahl der WEA kommen. Vorhergesehen sind ein Neubau von circa 1.700 neuen und ein Abbau von circa 1.200 alten Anlagen. Die Anzahl der WEA soll in SH bis 2025 gegenüber heute somit nur um 400 bis 500 auf rund 3.600 anwachsen. Dies soll durch die gesteigerte Leistungsfähigkeit der Anlagen und Repoweringvorhaben ermöglicht werden.

[40] Siehe das Gesamträumliche Plankonzept SH (2016)

III.2. Noch zu definierende Rahmenbedingungen für Repowering in Frankreich

In **Frankreich** hat der Ausbau der Windenergie später als in Deutschland eingesetzt. Daher hat das **Repowering bis dato keine nennenswerte Rolle** gespielt. Dies wird sich jedoch in den kommenden Jahren ändern, nicht zuletzt auch deshalb, weil die Dauer der bisher gewährten Einspeisevergütung auf 15 und nicht auf 20 Jahre ausgelegt war. Entsprechende Anpassungen der Rahmenbedingungen müssten ggf. bereits früher getroffen werden. Abbildung 15 stellt die Windleistung dar, die in den kommenden Jahren in Frankreich aus der Vergütung herausfallen wird.

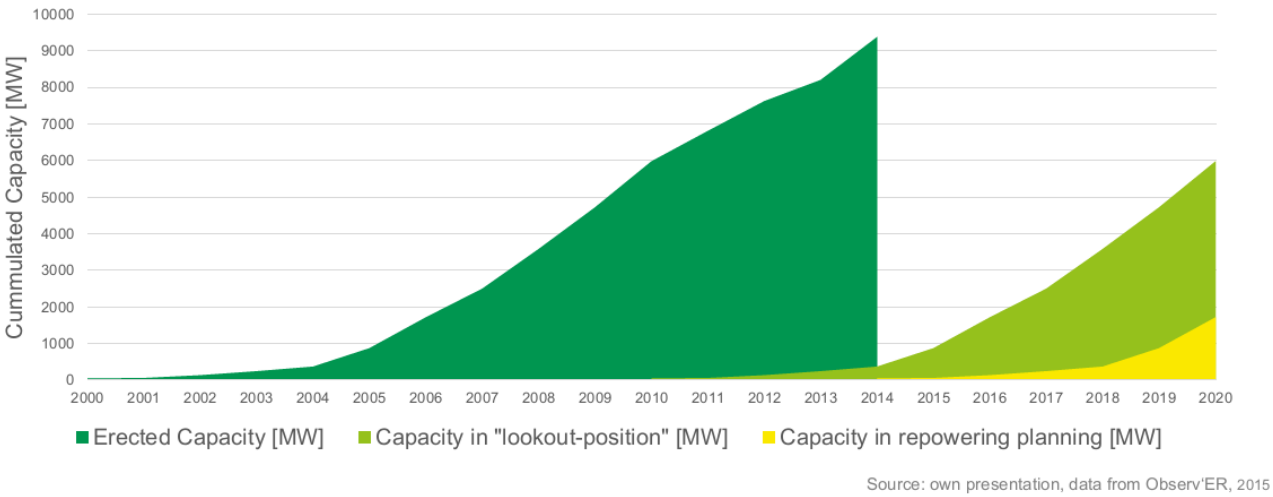


Abbildung 15: Die theoretisch für ein Repowering relevante, zu erwartende Windleistung in Frankreich in der Beobachtungs- und Planungsphase; (Erected Capacity: installierte Leistung; Capacity in „lookout-position": Leistung in „Beobachtungsphase"; Capacity in repowering planning: Leistung in Repowering-Planung); Quelle: Jonas Klatt, BayWa r.e.

Auf den Bestandspark übertragen bedeutet dies für die Vorbereitungs- und Planungsphase für Repoweringprojekte, dass **entscheidende Kapazitäten seit 2014-2015 in die Beobachtungsphase gekommen sind und jetzt sukzessiv in die Planungsphase** gehen dürften. Neben der vollständigen Neuausrichtung des Gesamtprojekts fällt auch der Austausch von Rotorblättern zur Leistungssteigerung der Anlagen, ein Generatorenwechsel, oder der Wechsel des Anlagentyps (beispielsweise höhere Anlagen) unter die Definition eines Repowerings. Es besteht jedoch **kein grundlegender Rechtsrahmen oder besondere gesetzliche Regelungen für die genaue Klassifizierung der Repoweringmaßnahmen und ihrer Konsequenzen.**

III.2.1. Bestandskraft und Änderungsmöglichkeiten verschiedener Genehmigungen

In Frankreich gilt bisher folgender Rahmen[41]:

1. **Wartungsmaßnahmen** wie das Ersetzen einzelner Komponenten fielen demnach grundsätzlich unter den ursprünglichen Genehmigungsbescheid.
2. Bei **deutlichen Änderungen** (*changements notables)* z.B. einer Änderung des Windparkdesigns zur Leistungssteigerung oder dem Austausch größerer Komponenten wie Generatoren, Getriebe oder von Rotorblättern, ist ein ergänzender Genehmigungsbescheid (*arrêté complémentaire*) erforderlich[42]. Dies steht in

[41] S. Artikel L. 181-14 des Code de l'environnement von 2017 (auf Französisch)
[42] Der Präfekt ist im Vorfeld über die Änderung in Kenntnis zu setzen.

Abgrenzung zu den so genannten „**substantiellen Änderungen**“ (modifications substantielles), in Folge derer eine Neugenehmigung erforderlich wird[43].

Die Auslegung dessen, was eine **„deutliche“ Änderung (*changement notable*)** und was eine **„substantielle“ Änderung (*modification substantielle*)** eines Windparks beinhaltet, ist nicht **immer ganz eindeutig definiert** Bei einer Neuausrichtung des Windparks, z.B. im Falle einer Versetzung des WEA-Standorts um einige Meter, dem Rückbau einzelner Anlagen oder der Änderung des Anlagentyps, also bei allen Änderungen, die sich maßgeblich auf das Landschaftsbild, Schallemissionen oder sensible Arten wie Vögel und Fledermäuse auswirkten, bedarf es grundsätzlich eine neue Genehmigung. Hier gab es bisher jedoch viel Freiraum für individuelle Auslegungen, vor allem unter den verschiedenen Akteuren der Windbranche. Es stellt sich die Frage, ob bestehende Genehmigungen gewissermaßen „wiederverwendet“ werden können bzw. ihre Geltung behalten (Tabelle 1).

Genehmigung	Bestandskraft und Änderungsmöglichkeiten
Baugenehmigung (*permis de construire*)	Diese Genehmigung erlöscht juristisch mit der Beendigung der Errichtungsarbeiten, d.h. beim Austausch von Anlagen beispielsweise genüge ein Antrag auf Änderung der bestehenden Baugenehmigung (*permis de construire modificatif*) nicht aus, da die Baugenehmigung keinen Bestand mehr habe.
Konzentrierte Genehmigungsverfahren (*autorisation unique*)	Bei einem veränderten Betrieb ohne „substantielle Veränderungen“ (*modifications substantielles*) könne ein Änderungsantrag für diese Genehmigung gestellt werden, ohne dass die Genehmigung neu beantragt werden müsse. Zu beachten sei jedoch, dass auch in der laufenden Betriebsphase eine Änderung der Betriebsauflagen erfolgen könne, falls Belange genehmigungsrelevant würden, die es zuvor nicht waren.
Ausnahmegenehmigung zu geschützten Arten (*dérogation espèces protégées*)	Entsprechend den bestehenden Gegebenheiten könne die Genehmigung geändert werden, beispielsweise wenn neue geschützte Arten auftreten.
Zertifikat für die Einspeisevergütung CODOA (*certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat*)	Dieses CODOA-Zertifikat wird voraussichtlich abgeschafft werden, aber grundsätzlich habe hier in der Vergangenheit eine Änderung erwirkt werden können.
Stromabnahmevertrag (*contrat d'achat*)	Hier seien Änderungsbescheide möglich – die Laufzeit entspreche dann jedoch natürlich lediglich der Restlaufzeit des Vergütungszeitraums für das Erstprojekt – und für eine Anlage könne kein zweites Mal eine Vergütung beantragt werden.
Betriebsgenehmigung (*autorisation d'exploitation électrique*)	Auch bei den Netzanschlussverträgen könnten unterschiedliche Änderungen erwirkt werden.

Tabelle 1: Bestandskraft und Änderungsmöglichkeiten verschiedener Genehmigungen, Quelle: Anwaltskanzlei BCTG Avocats, Darstellung DFBEW

Grundsätzlich kann man in Frankreich nicht mit voller Gewissheit sagen, dass im Falle eines geplanten Repowerings an einem bestehenden Standort auch tatsächlich erneut eine Genehmigung erteilt werde, da sich die Standortsituation und die entsprechenden Voraussetzungen seit der Genehmigung des ersten Projekts geändert haben könnten beziehungsweise sich der Rechtsrahmen gegebenenfalls verändert habe. So könnten zustimmungspflichtige Behörden, die beim Erstprojekt ihre Zustimmung erteilt haben, ihre Zustimmung aufgrund geänderter Rahmenbedingungen (z.B. Raumplanung, Arten-und Naturschutz etc.) bei einem Neuantrag verweigern. Oder Belange, die seinerzeit nicht genehmigungsrelevant waren, könnten es zwischenzeitlich geworden sein, beispielsweise ein verstärktes Aufkommen geschützter Fledermaus- oder Vogelarten oder Küstennähe. Es dürfe darüber hinaus nicht vergessen werden, dass neben der eigentlichen Genehmigung auch die genehmigungsrelevanten Bescheide (*avis conformes*) bestimmter Behörden erneut einzuholen sei, wie zum Beispiel der der Streitkräfte und

[43] S. Verordnung von 2012 (auf Französisch)

zivile Luftfahrtbehörden mit Blick auf Radarfragen, Wetterdienst, usw. Auch diese könnten im Falle eines Repoweringvorhabens eine Herausforderung darstellen.

Der Französische Windenergieverband (France énergie éolienne, FEE) wirbt für eine Evaluierung der Auswirkung der Veränderung oder Erneuerung der Anlage und nicht die der Auswirkung des Windparks in seiner Ganzheit. Ziel sei es, die Auswirkungen des zukünftigen Windparks mit dem jetzigen Zustand zu vergleichen und nicht mit dem ursprünglichen Zustand. Demzufolge vertritt die FEE die Ansicht, dass eine identische Erneuerung des Windparks keine neue Genehmigung bedürfte. Zudem fordert der Verband das Recht auf Bestandschutz für bestehende Windparkprojekte, sodass sich eine identische Erneuerung mit keinen neuen Hindernissen konfrontiert sähe. Hier sind vor allem die strikten Auflagen gemeint, die nach dem Errichten der Windparks eingeführt wurden z.B. militärischer Radars oder die minimalst einzuhaltende Distanz zu Wohngebieten.

Mit Blick auf einen zu erwartenden Zuwachs an Repoweringvorhaben in Frankreich in den kommenden Jahren hofft die Branche auf einen klar definierten rechtlichen Rahmen und vereinfachte Genehmigungsverfahren für Repowering. Im Moment gibt es relativ viel Freiraum für Interpretation und Fall zu Fall Regelungen. Die französische Generaldirektion für Risikoprävention des MTES (*Direction Générale de la Prévention des Risques*, DGPR) hatte bereits an einer neuen Verordnung gearbeitet, die jedoch im Sommer 2017 ins Stagnieren kam. Die FEE hat zum Thema Repowering eine Arbeitsgruppe gebildet. Das französische Ministerium für ökologischen und solidarischen Wandel sowie der französische Verband für Erneuerbare Energien (*Syndicat des Énergies Renouvelables*, SER) arbeiten ebenfalls zu diesen Themen. Eine im Oktober angekündigte Arbeitsgruppe der DGEC wird sich mit der Vereinfachung der Rahmenbedingungen für Windenergie auseinander setzen.

III.2.2. Erstes Repowering-Projekt in Frankreich: Windpark Plouyé

Bis dato gibt es lediglich ein einziges offizielle Repowering-Vorhaben in Frankreich: Der 3 MW leistungsstarke Windpark von Plouyé in der Bretagne, betrieben von Kallista Energy. Dieser 2002 in Betrieb genommene Windpark verfügt über vier WEA von je 750 kW Leistung (Typ NEG Micon NM 48 750). Die jährliche durchschnittliche Stromproduktion lag bei 5.000 MWh, was einen Stromverbrauch von 2.400 Einwohnern decken konnte. Ab 2018 werden die vier alten Anlagen durch vier neue Anlagen des Typ E82-E2 (ENERCON) ersetzt, die eine installierte Gesamtleistung von 9,2 MW aufweisen. Durch das Repowering kann somit mehr als dreimal so viel Energie erzeugt werden bei einer fast identischen Raumnutzung mit gleichbleibender Mastenanzahl.