



## Onshore-Windenergieanlagen nach Ende der Förderung: Repowering oder Weiterbetrieb?

Datum der Online-Konferenz:  
2./3. März 2021

Avril 2021

Autor:  
Markus Wagenhäuser, DFBEW  
Kontakt:  
Stéphanie Jallet, DFBEW · [stephanie.jallet.extern@bmwi.bund.de](mailto:stephanie.jallet.extern@bmwi.bund.de)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:





## 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.



# Inhalt

<b>Disclaimer</b>	<b>2</b>
<b>I. Onshore-Wind nach Ende der Förderung: Potentiale und rechtliche Rahmenbedingungen</b>	<b>4</b>
I.1. Überblick zu Volumina, Erlösoptionen und Bewertungsmöglichkeiten	4
I.2. Rechtlicher Rahmen für Repowering in Frankreich	6
I.3. Rechtlicher Rahmen und Erfahrungsbericht aus Schleswig-Holstein	8
<b>II. Weiterbetrieb nach Förderende – Geschäftsmodelle und Herausforderungen</b>	<b>9</b>
II.1. Erfahrungen mit Weiterbetriebslösungen in Frankreich	9
II.2. Umsetzung in Deutschland aus Sicht des Bankensektors	11
<b>III. Repowering von Windparks: Herausforderungen und Beispielprojekte</b>	<b>12</b>
III.1. Derzeitiger Rahmen und Herausforderungen	12
III.2. Beispielprojekte aus Deutschland und Frankreich	14
<b>IV. Ausblick: Anlagen am Förderende, Akzeptanz und Erreichung der Ausbauziele</b>	<b>17</b>



Die vorliegende Zusammenfassung stellt die wichtigsten Ergebnisse der Online-Konferenz des Deutsch-französischen Büros für die Energiewende (DFBEW) zum Thema „Onshore-Windenergieanlagen nach Ende der Förderung“ vor (Programm auf [Deutsch](#) und auf [Französisch](#)). Die Online-Veranstaltung fand am 2. und 3. März 2021 statt. Die Vorträge der Veranstaltung sind für Mitglieder auf der Homepage des DFBEW in Form von Audiomitschnitten und Präsentationsfolien (auf Englisch) abrufbar ([Link](#) zu allen Dokumenten). Die vorliegende Konferenzzusammenfassung enthält keine wörtliche Mitschrift der Vorträge. Sie greift stattdessen die erörterten Schwerpunktthemen auf und beleuchtet diese näher im deutschen und französischen Kontext.

## I. Onshore-Wind nach Ende der Förderung: Potentiale und rechtliche Rahmenbedingungen

In seiner Eröffnungsrede hat Sven Rösner, Geschäftsführer des DFBEW, die derzeitigen politischen Debatten zur Erhöhung von Ausbauzielen und zur Konkretisierung von Maßnahmen auf nationaler und europäischer Ebene angesprochen. Sven Rösner unterstrich, dass erneuerbare Energien einen zentralen Beitrag in den kommenden Jahren liefern müssten, um ambitionierte Energie- und Klimaziele zu erreichen und sowohl Wind als auch Photovoltaik tragende Stützen der zukünftigen Stromversorgung sein werden.

Er unterstrich aber auch, dass in beiden Ländern mittlerweile Anlagen in zunehmendem Maße aus der öffentlichen Förderung fallen und deren Weiternutzung zu diskutieren ist. In Frankreich werden bis Ende 2022 rund 2 GW auscheiden, in Deutschland sind am 1. Januar 2021 die ersten Anlagen aus der Förderung gefallen, bis Ende 2022 sind hiervon 10 GW betroffen. Es stellen sich somit verschiedene Fragen, so etwa ob ein Weiterbetrieb der Anlagen nach Auslauf der Förderung mikroökonomisch sinnvoll ist. Welche Potentiale bestehen für Repowering? Wie ist der Rechtsrahmen hierfür ausgestaltet?

Im Fokus der Online-Konferenz standen die rechtlichen Rahmenbedingungen für Weiterbetrieb und Repowering von Onshore-Windenergieanlagen (WEA) in den beiden Ländern sowie Erfahrungsberichte aus der Praxis. Hierfür wurde ein breites Spektrum an Akteuren von der öffentlichen Verwaltung über Beratungsunternehmen, Projektentwickler sowie Banken versammelt.

### I.1. Überblick zu Volumina, Erlösoptionen und Bewertungsmöglichkeiten

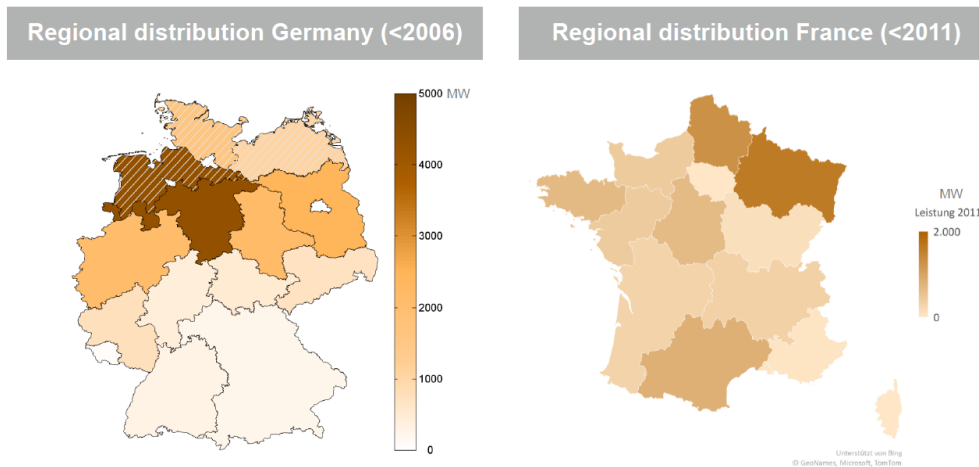
Vortrag:

**Potentiale für Weiterbetrieb und Repowering von Onshore-Wind in Deutschland und Frankreich: Volumina, Erlösoptionen und Bewertungsmöglichkeiten** – Fritz Halla, Consultant, Enervis

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Website des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

Fritz Halla (Enervis) ging einleitend auf die jährlichen Volumina an Anlagen ein, die das Ende der öffentlichen Förderung erreichen. Nachdem in Deutschland Ende des Jahres 2020 rund 4,5 GW aus der Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) gefallen sind, werden es bis 2025 jährlich rund 2-3 GW an installierter Leistung sein. In Frankreich, wo die öffentliche Förderung für Anlagen bis 2017 lediglich über 15 Jahre erfolgt, fallen auch in zunehmendem Maße Anlagen aus der Förderung: 500 MW bis 1 GW jährlich bis 2025.

Zudem zeigen sich hierbei sehr deutliche regionale Unterschiede. Nachfolgende Abbildungen veranschaulichen, dass in Deutschland vor allem der Nordwesten, in Frankreich insbesondere der Nordosten von dieser Entwicklung betroffen sind.



**Abbildung 1:** Regionale Verteilung von WEA am Förderende in Deutschland und Frankreich; Quelle: Vortrag Fritz Halla

Auch ergeben sich raumplanerische Fragestellungen: So befinden sich etwa in Deutschland mehr als 52 % der Projekte am Ende der Förderung außerhalb von Vorranggebieten, was dazu führt, dass ein Repowering an diesen Standorten nach aktuellem Stand nicht möglich sein wird. Hier bleibt letztlich nur die Möglichkeit des Weiterbetriebs bzw. eines finalen Rückbaus. In Frankreich ist, wie auch in Deutschland, für die Durchführung von Repowering-Projekten im Normalfall ein vollständig neues Genehmigungsverfahren zu durchlaufen.

Seit Verabschiedung der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2021) (und unter dem Vorbehalt einer europarechtlichen Genehmigung) sowie der damit verbundenen Einführung einer Übergangslösung für Anlagen am Förderende für die Jahre 2021 und 2022 ergeben sich in Deutschland insgesamt vier Möglichkeiten, den Weiterbetrieb einer Bestandsanlage zu gestalten:

	1	2	3	4
Compensation mechanism	PPA for continued operation	Spot marketing	Follow-up remuneration of monthly reference market value + fixed monthly market premium	Follow-up remuneration by feed-in tariff via tender
Applicability for old turbines (over 20y)	all	all	Over 20y: only in 2021	• Over 20y: 2021 and 2022 only • and not repowerable
Remuneration period	unlimited	unlimited	For 2021 only	per tender the FiT is valid until 31.12.2022 each
Revenue security?	Yes	No	No, but supplemented by partial security through premium	Yes
GoO?	Yes	Yes	No	No
marketing costs	(among others DM costs, ...)	DM costs	• 4 €/MWh	• 4 €/MWh
Action?	active	active	automatic	wait and see

Other direct marketing ← **Only 1 x** → Promoted marketing (market premium)

**Abbildung 2:** Möglichkeiten für den Weiterbetrieb einer Bestandsanlage in Deutschland, Quelle: Vortrag Fritz Halla

Neben dem Abschluss eines PPA-Vertrags zur Direktlieferung des Stroms und der Direktvermarktung am Spotmarkt ergibt sich nunmehr die Option einer Anschlussförderung für Anlagen im Jahr 2021. Hier wird ein Bonus auf den Spotmarktpreis gewährt. Darüber hinaus können sich Anlagen im Rahmen einer von der Bundesnetzagentur (BNetzA) durchgeführten Ausschreibung für eine Anschlussförderung mittels Einspeisetarif qualifizieren. Dieser

gilt dann noch bis Ende 2022. Über 2022 hinaus wird aber keine zusätzliche Förderung für Weiterbetriebsanlagen gewährt. Für Anlagen, die von den Anschlussförderoptionen gemäß EEG 2021 profitieren, können keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden.

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebsprojekts ist insbesondere die Entwicklung des Großhandelsstrompreises von Bedeutung. Diese Strompreise schwanken täglich, teilweise sehr stark. Während der Corona-Krise ergaben sich teilweise deutliche niedrigere Strompreise, als in den vergangenen Jahren. Inzwischen liegen diese aber wieder auf Vorkrisenniveau. Nach Einschätzung von Enervis werden die Strompreise in Deutschland bis 2023 tendenziell steigen, in Frankreich sei etwas mehr Stabilität zu erwarten. Ausgangspunkt für die Bewertung eines Weiterbetriebsprojekts sind die erwarteten Terminmarktpreise. Je nach Anlagenkonfiguration (Standort, Technologie, projektspezifische Schwankungen) ergibt sich ein Marktwert für das einzelne Projekt. Zudem sind Kosten für Direktvermarktung gegenzurechnen. Außerdem gibt es grundsätzlich die Möglichkeit, Herkunftsnachweise zu vermarkten.

Nach Einschätzung von Fritz Halla sollte Repowering das oberste Ziel sein, da hier nicht nur die Effizienz des Anlagenparks gesteigert werden könne und die Flächen besser genutzt würden, sondern auch ein positiver Beitrag zur Akzeptanz geleistet werden könne. An vielen Standorten sei die Umsetzung eines Repowerings jedoch aufgrund komplizierter Planungsverfahren nicht möglich. Rund 50 % der Bestandsanlagen können nicht repowered werden.

Fritz Halla ging auch auf die Möglichkeit ein, dass sich zukünftig ein Netto-Rückbau bei Onshore-Wind in Deutschland ergeben könnte. Es sei zunehmend schwierig, ausreichend Anlagen ans Netz zu bringen. Deshalb sei es wichtig, im gesamten Bundesgebiet genug Raum zu schaffen, um Neuprojekte sowie Repowering-Projekte auch zukünftig umsetzen zu können. Nur so können die ehrgeizigen Ausbauziele erreicht werden.

## 1.2. Rechtlicher Rahmen für Repowering in Frankreich

Vortrag:

**Onshore-Wind nach Förderende in Frankreich: Rechtsrahmen und Ausblick** – Nathalie Noël, stellvertretende Referatsleiterin für Risiken in der Energie- und Chemieindustrie, Französisches Ministerium für ökologischen Wandel (MTE)

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Website des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

In ihrem Vortrag ging Nathalie Noël vom französischen Ministerium für ökologischen Wandel auf den Rechtsrahmen für WEA am Förderende ein. Windparks unterliegen der Rubrik Nr. 29.80 der Nomenklatur für klassifizierte Anlagen zum Schutz der Umwelt (*installations classées pour la protection de l'environnement*, ICPE). In Abhängigkeit der Anlagengröße ist entweder ein vollständiges Genehmigungsverfahren zu durchlaufen (*autorisation*) oder lediglich ein vereinfachtes Prozedere mittels Anzeige (*déclaration*). Anlagen über 50 Meter Gesamthöhe bzw. einer installierten Leistung von größer als 20 MW unterliegen dem Genehmigungsverfahren.

Bei einer möglichen Projektlebensdauer von 20 bis 30 Jahren ist es am Ende der 15-jährigen öffentlichen Förderdauer (20 Jahre für Anlagen ab 2017) erforderlich, über eine mögliche Weiternutzung nachzudenken. Neben dem Weiterbetrieb ergeben sich in diesem Kontext die Möglichkeiten eines Repowerings sowie eines vollständigen bzw. teilweisen Rückbaus der WEA. Gerade Repowering wird von Seiten des Ministeriums als wichtige Lösung betrachtet, um lokal die installierte Leistung erhöhen und die Ziele der mehrjährigen Energieprogrammplanung (*programmation pluri-annuelle de l'énergie*, PPE, bis 2023) erreichen zu können.

Die PPE hat für Onshore-Wind ein Ausbauziel von 33,2 GW bis 34,7 GW gesetzt. Dieser allgemeine Rahmen wird durch Erlässe hinsichtlich der Genehmigungsverfahren ergänzt:

- [Erlass vom 26. August 2011](#) (auf Französisch) in Bezug auf WEA, die dem Genehmigungsverfahren unterliegen
- [Erlass vom 26. August 2011](#) (auf Französisch) in Bezug auf WEA, die dem Anzeigeverfahren unterliegen
- [Erlass vom 26. August 2011](#) (auf Französisch) in Bezug auf die Wiederherstellung des Standorts und den Aufbau einer finanziellen Rücklage für den Rückbau der WEA

In Frankreich sind bisher rund 60 Repowering-Vorhaben in verschiedenen Projektstadien (finalisiert, in Durchführung, in Planung). In Abhängigkeit der Ausgestaltung des Repowering-Vorhabens unterscheidet der Gesetzgeber zwischen einem Repowering mit grundlegender Änderung (*modification substantielle*) und unwesentlicher Änderung (*modification notable, non substantielle*). Bei einem Repowering mit grundlegender Änderung ist das Durchlaufen eines vollständig neuen Genehmigungsverfahrens erforderlich. Eine technische Anweisung des Ministeriums ([instruction du gouvernement du 11 juillet 2018](#), auf Französisch) präzisiert hierzu Bewertungskriterien. Eine grundlegende Änderung (*modification substantielle*) liegt unter folgenden Bedingungen vor:

- Sobald eine WEA mit einer Höhe von größer als 50 Metern hinzugefügt wird.
- Sobald eine oder mehrere WEA mit einer Höhe zwischen 12 Metern und 50 Metern sowie mit einer Gesamtleistung der Erweiterung von mehr als 20 MW hinzugefügt werden.
- Sobald die Änderung geeignet ist, erhebliche Gefahren und Nachteile für die im Artikel L 181-3 genannten Interessen zu verursachen.

Zudem werden auch die folgenden Punkte spezifiziert:

- Ein Anstieg von weniger als 10 % der Gesamthöhe der WEA stellt eine unwesentliche Änderung dar.
- Eine Erhöhung einer der WEA um mehr als 50 % stellt eine grundlegende Änderung dar.
- Bei einer Erhöhung der Gesamthöhe der WEA zwischen 10 % und 50 % wird der grundlegende oder unwesentliche Charakter der Änderung von Fall zu Fall auf der Grundlage der bereitgestellten Informationen beurteilt.

Nachfolgende Abbildung fasst den Rechtsrahmen gemäß Anweisung des Ministeriums vom 11. Juli 2018 zusammen:

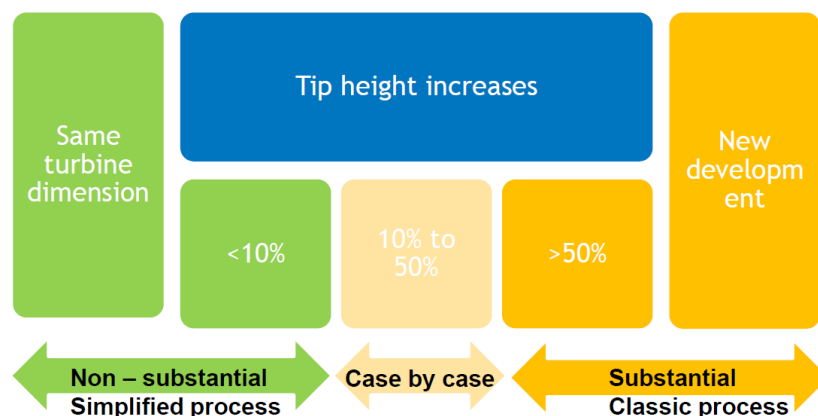


Abbildung 3: Rechtsrahmen für Repowering in Frankreich, Quelle: Vortrag Matthieu Tusch

Der Rechtsrahmen für den Rückbau der WEA findet sich in Artikel R. 515-106 des französischen Umweltgesetzbuchs sowie in den Modalitäten des zwischenzeitlich modifizierten Erlasses vom 26. August 2011, der ab dem 1. Juli 2021 neue Verpflichtungen in Bezug auf Rückbau und Recycling liefert. So müssen in einem Umkreis von 10 Metern um die WEA Kabel und sonstige Installationen entfernt werden. Grundsätzlich muss zudem das gesamte Fundament ausgehoben werden. Die Möglichkeit für einen teilweisen Rückbau des Fundaments besteht, wenn die Klimabilanz ungünstig ist. Hinsichtlich Recycling müssen für Neuprojekte bis 2024 95 % der Gesamtmasse recyclingfähig oder wiederverwendbar sein. Bei Rotoren liegt dieser Wert bei 55 % der Rotormasse bis 2025. Auch für Bestandsprojekte gelten ab 1. Juli 2021 neue Vorgaben.



## 1.3. Rechtlicher Rahmen und Erfahrungsbericht aus Schleswig-Holstein

Vortrag:

**Onshore-Wind nach Förderende aus Sicht des Landes Schleswig-Holstein: Rechtsrahmen und Ausblick**

– Angelika Behlig, stellvertretende Referatsleiterin „Energiepolitik, Energierecht“, Ministerium für Energie-wende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Website des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

Bereits Ende der 1980er-Jahre wurden in Schleswig-Holstein erste WEA an der Westküste installiert. Aktuell seien rund 3.000 WEA mit einer installierten Leistung von 6,7 GW am Netz. 240 weitere Anlagen haben bereits eine Genehmigung erhalten. Schleswig-Holstein zählt damit zu den bedeutendsten Regionen für Windenergie in Deutschland und hat sich bis 2025 das Ziel gesetzt, die installierte Onshore-Leistung auf 10 GW zu erhöhen.

In den vergangenen fünf Jahren musste laut Angelika Behlig die Regionalplanung in aufwändigen Verfahren neu aufgesetzt werden, was dazu geführt hat, dass zwischenzeitlich viele Projekte blockiert waren. Seit Januar 2021 gelten neue Regionalpläne, die Vorranggebiete für die Windenergie ausweisen. Die neuen Regionalpläne weisen insgesamt 35 Vorranggebiete speziell für Repowering aus. Darüber hinaus gibt es 309 für Windenergie ausgewiesene Vorranggebiete. Hiermit soll Planungssicherheit für die Branche geschaffen werden. Es kommen jedoch weiterhin 977 Bestandsanlagen nicht für ein Repowering in Frage. Deshalb werden derzeit Möglichkeiten gesucht, wie ein Anlagenweiterbetrieb umgesetzt werden könnte. Auch Angelika Behlig unterstrich jedoch die Vorteile eines Repowerings: Konzentrationswirkung in den Vorranggebieten, weniger WEA bei gleichbleibender bzw. höherer Leistung, was grundsätzlich zu einer höheren Akzeptanz führe. Angelika Behlig empfiehlt, die Planung noch langfristiger auszulegen, sowohl auf Landes- als auch auf Bundesebene.

Aus Sicht von Angelika Behlig ergäben sich auf verschiedenen Ebenen Möglichkeiten für Vereinfachungen: insbesondere beim Repowering könnte man mehrere Anlagen im Verbund prüfen und so das Genehmigungsverfahren deutlich beschleunigen. Auch die Zuständigkeiten im Rahmen des Genehmigungsprozesses seien teilweise kompliziert und unterschieden sich je nach Region. Fragen der Flächenverfügbarkeit gewinnen zunehmend an Bedeutung, hier sollten Prozentwerte festgelegt werden, wie viel der Landesfläche für WEA zur Verfügung stehen muss. In Schleswig-Holstein stehe rund 2 % der Landesfläche für WEA zur Verfügung, diese Frage wird sich jedoch auch in anderen Bundesländern zunehmend stellen. Entscheidend sei in jedem Fall eine langfristige Planungssicherheit für Investitionen zu schaffen, um den weiteren Ausbau sicherstellen zu können.

Abschließend ging Angelika Behlig in ihrem Vortrag kurz auf die bereits von Fritz Halla angesprochene befristete Regelung des § 23b EEG 2021 für WEA am Ende der Förderung ein, die nicht repowered werden können. Diese Anlagen können über zwei Jahre eine sog. „Anschlussförderung“ erhalten. Im Jahr 2021 zunächst über eine Prämie auf den Marktwert. Bis Mitte 2021 handelt es sich um einen Bonus von 1 ct/kWh, im 3. Quartal dann 0,5 ct/kWh und im 4. Quartal 0,25 ct/kWh. Davon abzuziehen ist eine Vermarktungspauschale. Für den Erhalt einer Förderung bis Ende 2022 ist zudem die Beteiligung an einer durch die BNetzA durchzuführenden Ausschreibung erforderlich. Die Förderung im Rahmen der Ausschreibung wird in einer Bandbreite zwischen 3 ct/kWh und 3,8 ct/kWh liegen, das Ausschreibungsvolumen ist mit 1.500 MW für 2021 sowie mit 1.000 MW für 2022 angesetzt. Weitere Einzelheiten zur Umsetzung sind bisher nicht bekannt.

Ein im neuen EEG vorgesehener Bund-Länder-Kooperationsausschuss sei ein wichtiger Schritt, die Details seien aber noch zu klären. Für das Land Schleswig-Holstein sei es nun wichtig nach der Ausweisung der Vorranggebiete, die Projekte zügig umzusetzen, um die Ausbauziele erreichen zu können.



## II. Weiterbetrieb nach Förderende – Geschäftsmodelle und Herausforderungen

Nach der einführenden Thematisierung der Potentiale und der rechtlichen Rahmenbedingungen für Weiterbetrieb und Repowering wurde im Verlauf des ersten Konferenz-Vormittags der Fokus auf die Umsetzung von Weiterbetriebslösungen gesetzt.

### II.1. Erfahrungen mit Weiterbetriebslösungen in Frankreich

Vorträge:

- **Geschäftsmodelle und Herausforderungen für Weiterbetriebslösungen in Frankreich** - Perrine Bugeat, Head of Business Development – Asset Management Services, EDF Renouvelables
- **Corporate PPAs für Onshore-Windprojekte nach Förderende: ein Erfahrungsbericht** - Anne Lapierre, Global Head of Energy, Norton Rose Fulbright LLP

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Website des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

#### Geschäftsmodelle für Weiterbetrieb in Frankreich:

Perrine Bugeat stellte in ihrem Vortrag mögliche Geschäftsmodelle für den Weiterbetrieb von WEA in Frankreich dar. Es handelt sich dabei um Anlagen, die das Ende des öffentlichen Förderzeitraums von 15 Jahren (für Anlagen bis 2016) erreichen. Am Ende des 15. Jahres des Projekts verbleiben zwei zentrale Fragestellungen: wie erreiche ich zukünftig meine Einnahmen ohne öffentliche Förderung und wie decke ich hiermit die Betriebs- und Wartungskosten für die Anlage ab, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ermöglichen zu können.

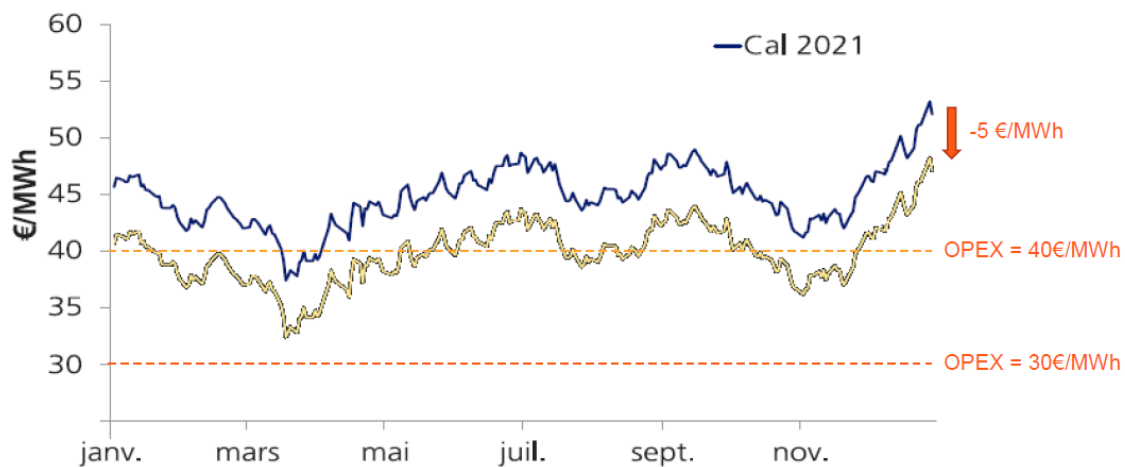
In Bezug auf die Einnahmen sind sowohl die Standortqualität als auch mögliche Einnahmenquellen zu analysieren. Perrine Bugeat stellte verschiedene Einnahmequelle vor, von sehr kurzfristigen Produkten auf dem Spotmarkt bis zur Finanzierung mittels Corporate PPA, also einem Direktlieferungsvertrag, der für Laufzeiten über einem Jahr geschlossen werde (siehe Abbildung). Grundsätzlich bleibt zudem festzuhalten, dass für die Vermarktung auf den Strommärkten Kosten für Direktvermarkter anfallen und die Preise für einen Windpark aufgrund des Profilmfaktors zudem meist unter dem Großhandelsstrompreis liegen.



Abbildung 4: Mögliche Einnahmequellen für Weiterbetriebsanlagen, Quelle: Vortrag Perrine Bugeat

Als Orientierung für die mögliche Höhe der Einnahmen diente Perrine Bugeat das Preisniveau auf dem EEX-Terminmarkt unter Annahme einer Schwankungsbreite (-5 €/MWh bis +2 €/MWh) um den französischen EEX-Grundlastwert, der selbst zwischen 40 €/MWh und 50 €/MWh für das Jahr 2021 schwankt (siehe Abbildung 5 unterhalb). In Bezug auf die Auswirkungen der Corona-Pandemie ließe sich laut Perrine Bugeat festhalten, dass die Marktpreise im Jahr 2020 deutlich gefallen seien und dadurch der Abschluss von PPA-Verträgen für Weiterbetriebsprojekte wirtschaftlich weniger interessant wurde. Perrine Bugeat geht hier aber grundsätzlich von einer Entspannung in den nächsten Jahren aus.

Die Betriebskosten (OPEX) setzen sich aus folgenden Bestandteilen zusammen: Wartung, Betrieb, Pacht, Versicherungen, Abgabe für kommunale Beteiligung sowie weitere Steuern. Den größten Kostenfaktor stellen dabei mit rund 50 % die Wartungskosten dar. Für WEA mit einem Kapazitätsfaktor von 25 % ließen sich gemäß verschiedener Studien gesamte OPEX von rund 30 €/MWh ableiten, für WEA mit einem niedrigeren Kapazitätsfaktor von 18 % liegen die OPEX bei bis zu 40 €/MWh. Der Vergleich mit den möglichen Einnahmen am Terminmarkt zeige (siehe Abbildung unterhalb), dass für Parks, gerade an schlechteren Windstandorten, die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs nur schwer erreicht werden könne.



**Abbildung 5:** Vergleich möglicher OPEX zu den Einnahmen für Weiterbetriebsanlagen, Quelle: Vortrag Perrine Bugeat

Es zeige sich, dass Lösungen entwickelt werden müssen, um möglichst passende Einnahmequellen zu generieren und den zentralen Bestandteil der OPEX, die Wartungskosten, effizient auszugestalten. Grundsätzlich ergeben sich dadurch in Abhängigkeit des Einzelprojekts zwei Optionen: Eine vollumfängliche Wartung sowie der Abschluss eines Corporate PPA über eine längere Laufzeit oder eine Reduzierung der Ausgaben für Wartung und eine deutlich kurzfristigere Finanzierung über den Terminmarkt.

#### Erfahrungsbericht zu Corporate PPAs:

Anne Lapierre ging in ihrem Vortrag im Detail auf bisherige Erfahrungen mit Corporate PPAs in Frankreich ein und gab zudem einen Ausblick auf die zukünftige Entwicklung. Derzeit seien drei Gruppen von Abnehmern für Corporate PPAs in Erscheinung getreten: Banken, Mobilitätsdienstleister (u.a. SNCF), sowie große Handelsunternehmen (Auchan, Metro, Boulanger, etc.). Für Neuprojekte konzentrierte sich die Entwicklung aktuell fast ausschließlich auf große PV-Freiflächenanlagen, neue Windprojekte werden derzeit nicht über ein Corporate PPA finanziert. Anne Lapierre geht davon aus, dass der Markt in den nächsten Jahren jährlich bei rund 800 MW bis 1 GW an Projekten liegen werde. Um eine erfolgreiche PPA-Strategie umzusetzen, benötige man eine Vorbereitungszeit von mindestens zwei bis drei Jahren.

Nach Ansicht von Anne Lapiere wird der Markt für Corporate PPAs in den kommenden Jahren dynamisch wachsen. Für Anlagen am Förderende läge die Vertragsdauer für Corporate PPAs derzeit bei rund drei Jahren. Wichtige Kriterien dafür, dass neue Windprojekte bisher von der Entwicklung hinsichtlich Corporate PPAs ausgenommen sind, sind das Preisniveau sowie die Behandlung von Herkunftsnachweisen. Die Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen liegen deutlich unter denen für eine Onshore-WEA, auch sei ein langfristiger Abschluss für ein PV-Freiflächenprojekt leichter darstellbar, wie etwa der Abschluss eines 25-jährigen Projekts des Entwicklers Voltalia mit der staatlichen Eisenbahngesellschaft SNCF gezeigt habe. Im internationalen Vergleich ließe sich festhalten, dass auf vielen anderen Märkten Corporate PPA-Verträge für neue Assets bereits Standard seien.

## II.2. Umsetzung in Deutschland aus Sicht des Bankensektors

Vortrag:

**Finanzierung von Onshore-Windprojekten ohne Förderung aus Sicht des Bankensektors** – Inka Klinger, Head of Global Infrastructure, Hamburg Commercial Bank

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Website des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

Inka Klinger gab einleitend einen Marktüberblick zur derzeitigen Situation in Deutschland: Zur Erreichung des Ausbauziels für Onshore-Wind (71 GW installierte Leistung in 2030) müssten Netto jedes Jahr rund 1,6 GW an zusätzlicher Leistung installiert werden. Durch den bereits angedeuteten möglichen Rückbau einer Vielzahl an Bestandsanlagen spiele der Weiterbetrieb alter Anlagen zur Erreichung der Ziele eine wichtige Rolle.

Inka Klinger gab zu bedenken, dass die Umsetzung eines Repowerings aufgrund höherer Effizienz der Maschinen und besserer Flächennutzung gegenüber dem Weiterbetrieb vorzuziehen, eine Umsetzung jedoch aufgrund genehmigungsrechtlicher Gesichtspunkte oft nicht möglich sei. Beim Weiterbetrieb müssten zunächst technische Fragestellungen gelöst werden, so etwa die Standfestigkeit. Besonders wichtig für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit sind die Erlösmöglichkeiten. Ein PPA kann hier die Entscheidung positiv beeinflussen, um volatilen Marktpreisen entgegenzuwirken. Sollte ein Weiterbetrieb nicht in Frage kommen, könnte auch der Verkauf der Anlage etwa als Ersatzteillager in Frage kommen. Ansonsten habe ein finaler Rückbau der Anlage zu erfolgen.

Folgende Voraussetzungen sind für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb in Deutschland zu berücksichtigen:

<b>Genehmigungsrecht</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eintrag ins Marktstammdatenregister</li> <li>• Ggf. Verlängerung der Baugenehmigung</li> </ul>
<b>Technische Prüfung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Weiterbetriebsgutachten inkl. Standsicherungsnachweise</li> <li>• Ggf. erneute Typenprüfung</li> </ul>
<b>Verträge</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verlängerung von Nutzungsverträgen</li> <li>• Angepasste Wartungs-, Betriebsführungs- und Versicherungskonzepte</li> <li>• Ggf. Rücklagenbildung für Ersatzteile</li> </ul>
<b>Dauer</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wird geplant in Abhängigkeit vom Zustand der WEA und den Planungsprämissen</li> </ul>
<b>Verbesserung Erlössituation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Über die Vermarktung von Herkunftsnachweisen (für über das EEG geförderte Anlagen ist dies nicht möglich)</li> </ul>

**Tabelle 1:** Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb einer WEA, Quelle: Vortrag Inka Klinger

Für die organisatorische Umsetzung des Weiterbetriebs wurde im Verlauf des Vortrags auf verschiedene Möglichkeiten eingegangen:

- **Eigenbetrieb:** Insbesondere bei dezentralen Lösungen, etwa in Verbindung mit Speichern interessant
- **Direktlieferung:** Räumlicher Zusammenhang zwischen Projekt und Abnehmer vorgesehen, physisches PPA
- Weitere Möglichkeiten über sonstige Direktvermarktung, etwa mittels synthetischen PPA-Vertrag

Der Weiterbetrieb mittels PPAs wird in Deutschland meist für Laufzeiten zwischen ein bis drei Jahren abgeschlossen, wobei die Strompreisentwicklung sowie der Zustand der WEA und die jeweilige Standortqualität Auswirkungen auf die Ausgestaltung des Vertrags haben. Wichtig sind zudem eine Break-Even Analyse und die Berücksichtigung der Rechte und Pflichten, die sich aus dem PPA-Vertrag ergeben. Aus Sicht des Bankensektors ist der Weiterbetrieb zwar volkswirtschaftlich eine wichtige Option zur Erreichung der Ausbauziele, auf das einzelne Projekt bezogen sei der Weiterbetrieb ausgeförderter Anlagen jedoch nur unter bestimmten Voraussetzungen wirtschaftlich durchführbar.

Auch in der anschließenden Fragerunde unterstrich Inka Klinger, dass Repowering zwar oftmals die wirtschaftlich interessantere Lösung wäre, zwei Drittel der Repowering-Vorhaben jedoch an planungstechnischen Fragestellungen scheitern und der Abbau von Bürokratie bei den Planungsverfahren von entscheidender Bedeutung wäre. Dies führe dazu, dass ein Weiterbetrieb oftmals die einzige Lösung bleibe.

### III. Repowering von Windparks: Herausforderungen und Beispielprojekte

Der zweite Konferenz-Vormittag beschäftigte sich zunächst mit den Rahmenbedingungen von Repowering sowie mit beispielhaften Repowering-Vorhaben in beiden Ländern.

#### III.1. Derzeitiger Rahmen und Herausforderungen

Vorträge:

- **Rechtliche Voraussetzungen, Herausforderungen und Hemmnisse für Repowering in Frankreich** - Laurent Battoue, Partner, Watson Farley & Williams France
- **Standortverfügbarkeit für Repowering in Deutschland: Auswahlkriterien und derzeitige Situation** - Peter Spengemann, Geschäftsführer Repowering, WPD

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Webseite des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

##### Derzeitige Situation in Frankreich:

Eingangs ging Laurent Battoue auf die grundlegenden rechtlichen Voraussetzungen für Repowering-Projekte in Frankreich ein, unter anderem auf die technische Anweisung vom 11. Juli 2018. Dieses Dokument liefert Leitlinien für die Auslegung von Repowering-Vorhaben und damit eine gemeinsame Linie der Zentralregierung und der jeweiligen Regionalbehörden. Zudem gab Laurent Battoue einen Überblick über Herausforderungen im Entwicklungsprozess für Repowering-Projekte. Insbesondere sprach er dabei den Netzanschluss an. Der Verteilnetzbetreiber Enedis könne grundsätzlich eine Erhöhung der installierten Leistung an einem bestehenden Netzanschlusspunkt nur dann ermöglichen, wenn das Netz vor Ort ohne Ertüchtigung noch ausreichende Anschlusskapazitäten für zusätzliche Leistung hat. Im Kontext eines Repowering-Vorhabens müssten die mit Enedis geschlossenen Verträge (hinsichtlich Netzanschluss, Netzzugang, Betrieb) überprüft, aktualisiert und gegebenenfalls erneuert werden, was zu einer

gewissen Unsicherheit sowie möglicherweise Wartezeiten führe. Es könne hier Abhilfe geschaffen werden, wenn die WEA mit einer Speicherlösung kombiniert würde. Bisher beschränken sich solche Lösungen aber auf PV-Anlagen mit Speichern.

In einem zweiten Schritt ging Laurent Battoue zudem auf die geltenden Fördermechanismen ein, die für Repowering-Projekte eine langfristige Finanzierung ermöglichen. Hier werden derzeit von Seiten des Gesetzgebers einige Anpassungen bzw. Fortentwicklungen vorgenommen, die teilweise noch unter dem Vorbehalt einer Genehmigung durch die Europäische Kommission stehen. Der Erlass zum sog. „*Guichet Ouvert*“ aus 2017, der die Beantragung eines Marktprämienvertrags für Windparks mit maximal sechs Anlagen bei einer max. Anlagenleistung von 3 MW ermöglicht, wird derzeit überarbeitet und wird voraussichtlich eine Höhenbeschränkung auf 125 Meter aufgrund Erwägungen der Luftfahrt und von Radarsystemen enthalten. Darüber hinaus würden Voraussetzungen in Bezug auf die Eigentümerstruktur definiert. Dieser Fördermechanismus habe dazu geführt, dass in Frankreich im Vergleich zu anderen Ländern tendenziell niedrigere, weniger effiziente WEA installiert werden.

Neben dem *Guichet Ouvert* stellen Ausschreibungen die zweite Option für den Erhalt einer öffentlichen Förderung dar. Das neue Lastenheft wird voraussichtlich in der 2. Jahreshälfte 2021 in Kraft treten, da hier noch der Notifizierungsprozess bei der Europäischen Kommission zu durchlaufen ist. Im neuen Lastenheft würden Erwägungen zur Kreislaufwirtschaft und zum Repowering eingeführt, so etwa, dass nicht alle Hauptbestandteile der WEA zwangsläufig neu sein müssten. Weitere Details müssten hierzu aber noch abgewartet werden.

Abschließend wurde auf die mögliche Strukturierung des Repowering-Projekts eingegangen. Dabei zeigte Laurent Battoue Vorteile und Herausforderungen bei der Umsetzung eines Projekts mit der bestehenden Projektgesellschaft (*Special Purpose Vehicle*, SPV) sowie mittels einer neu gegründeten SPV auf. Mit einer neuen SPV könne man Entwicklungsrisiken auf diese Gesellschaft auslagern, die Umsetzung mittels bestehender SPV ermögliche eine einfachere Umsetzung. Grundsätzlich sollte diese Frage für jedes Projekt einzeln geprüft werden.

#### Derzeitige Situation in Deutschland:

Peter Spengemann ging in seinem Vortrag zunächst auf die politischen Rahmenbedingungen für die Umsetzung von Repowering-Vorhaben in Deutschland ein: Repowering findet aktuell keine besondere Berücksichtigung, etwa in der Form beschleunigter Genehmigungsverfahren, so dass ein Repowering-Vorhaben einem Greenfield-Projekt mehr oder weniger gleichgestellt sei. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) sei derzeit damit beschäftigt, ein Konzept für Repowering auszuarbeiten. Eine zentrale Herausforderung sei in Deutschland zunehmend die Standortverfügbarkeit für Projekte. Peter Spengemann habe mit WPD bereits rund 20 kleinere Repowering-Vorhaben durchgeführt, durch die niedrige Standortverfügbarkeit für Greenfield-Projekte rücke Repowering immer mehr in den Fokus der Projektentwicklung.

Repowering wurde von Peter Spengemann als Rückbau von Bestandsanlagen und der Errichtung neuer Anlagen auf demselben bzw. angrenzenden Standorten definiert. Für Repowering-Vorhaben sei in Deutschland ein vollständig neuer Genehmigungsprozess zu durchlaufen. Die Planung eines solchen Projekts beginnt bereits im 15. Jahr der öffentlichen Förderung, also rund fünf Jahre vor Auslaufen der Förderung. Wichtig für die Beurteilung des Projekts sei auch die Eigentümerstruktur: Publikumsfonds, private Eigentümer oder Stadtwerke, zunehmend auch institutionelle Anleger. Insgesamt ergäbe sich, dass viele Bestandsanlagen nicht „repoweringfähig“ seien. Ist ein Repowering nicht möglich, wird ein Weiterbetrieb geprüft. Hier ist festzuhalten, dass die meisten Bestandsanlagen die technischen Voraussetzungen für einen Weiterbetrieb erfüllen dürften, die Marktbedingungen einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb jedoch nur sehr bedingt ermöglichen würden. Gerade die Anlagenklasse 500 kW bis 1,5 MW sei bei den aktuellen Rahmenbedingungen nicht rentabel.

In den bedeutenden Windregionen in Norddeutschland sei nach Ansicht von Peter Spengemann nicht mit einem signifikanten Zubau über Neuprojekte zu rechnen. Deshalb stellten sich Entwickler bereits darauf ein, dass die



Umsetzung von Repowering-Vorhaben Priorität haben müsse. Die derzeitige Entwicklung hin zu immer niedrigeren Fördersätzen würde lediglich die Entwicklung zu sehr großen Anlagen mit Nabenhöhen von über 160 Meter beschleunigen. Hierbei sind jedoch die Genehmigungsverfahren deutlich komplexer und langwieriger.

In diesem Kontext ist auch die Diskussion um Mindestabstände zu Wohngebieten anzusprechen. Die Einführung eines nationalen Mindestabstands von 1.000 Metern, wie dies in Deutschland in den letzten Jahren diskutiert wurde, würde bedeuten, dass laut Daten des Umweltbundesamts (UBA) 65 % bis 80 % der WEA außerhalb von Vorrangflächen liegen würden, wodurch sich die Standortverfügbarkeit weiter reduziere. Derzeit wird diskutiert, ob möglicherweise für Repowering-Vorhaben geringere Abstandserfordernisse angewandt werden. Zudem könnte es wie auch in Frankreich unter bestimmten Voraussetzungen zu Vereinfachungen im Genehmigungsverfahren kommen, womit sich die Umsetzung solcher Projekte beschleunigen ließe. Anknüpfungspunkte sind hier die Regionalplanung, das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) sowie die Naturschutzgesetzgebung.

Es zeichne sich bereits ab, dass Repowering in den kommenden Jahren einen steigenden Anteil an den neu installierten Volumina in Deutschland einnehmen wird. Die Erreichung langfristiger Ziele über Repowering werde jedoch wohl nur schwierig darstellbar sein. Laut Peter Spengemann ließe sich zudem festhalten, dass Repowering grundsätzlich positiv aufgenommen werde, die bestehende Akzeptanzproblematik aber auch durch Repowering nicht zu lösen sei und alle Instrumente zur Akzeptanzhöhung auch im Rahmen von Repowering-Vorhaben anzuwenden seien, so etwa der frühzeitige Kontakt mit Anwohnern und eine offene Kommunikationsstrategie.

## III.2. Beispielprojekte aus Deutschland und Frankreich

Vorträge:

- **Repowering-Projekte in Frankreich: Rahmenbedingungen und Ansatz von RES** - Matthieu Tusch, Leiter Projektentwicklung Windenergie, RES France
- **Repowering und Bürgerenergie in Deutschland: Erfahrungsbericht aus der Praxis** - Dr. Jörn Parplies, Leiter Consulting, wiwi consult

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Website des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

### Erfahrungsbericht aus Frankreich:

Der Projektentwickler RES bereite nach Auskunft von Matthieu Tusch in Frankreich ein erstes Repowering-Projekt vor, dass bereits im Mai 2018 eine Genehmigung erhalten hat. Die Inbetriebnahme soll bis 2023 erfolgen. Für fünf weitere Projekte mit 80 MW installierter Leistung wurde im Jahr 2020 eine Genehmigung beantragt. Grundsätzlich fokussieren sich Repowering-Vorhaben auf die Erhöhung der installierten Leistung am selben Standort, wobei im Durchschnitt mehr als eine Verdopplung der installierten Leistung erreicht werden solle. Derzeit habe RES rund 20 weitere Projekte dieser Art in Vorbereitung.

Zudem ging Matthieu Tusch auf die zukünftige Marktentwicklung für Repowering in Frankreich ein (siehe nachfolgende Abbildung).

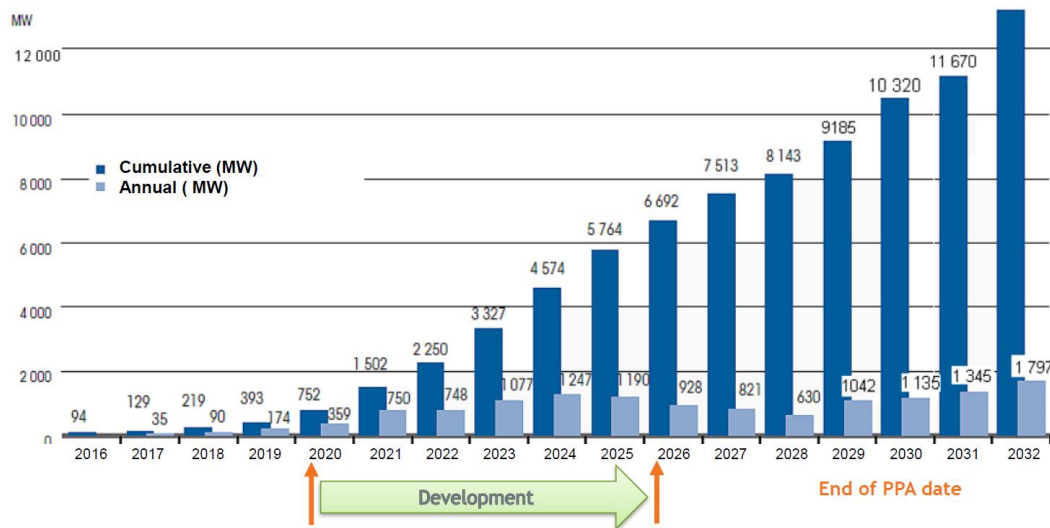


Abbildung 6: Markt für Repowering in Frankreich, Quelle: Vortrag Matthieu Tusch

Es zeigte sich, dass immer mehr Projekte das Ende des öffentlichen Förderzeitraums (vor 2017: 15 Jahre) erreichen und in den nächsten zehn Jahren ein Markt von rund 10 GW entstehen wird, weshalb sich immer mehr Entwickler für dieses Thema interessieren. Grundsätzlich können Repowering-Projekte, wie bereits von Laurent Battoue angedeutet, wie neue Projekte auch, eine Förderung über das Ausschreibungssystem erhalten. Im Jahr 2020 lag das Preisniveau in den Ausschreibungen bei rund 6 ct/kWh über einen Förderzeitraum von 20 Jahren.

In der Praxis zeigte sich nach Auskunft von Matthieu Tusch, dass eine nicht-substantielle Änderung (*modification notable, non-substantielle*) einer bestehenden Genehmigung ein deutlich kürzeres Prozedere nach sich zieht – im Durchschnitt zwischen sechs und 18 Monaten – wodurch grundsätzlich die Umsetzung solcher Projekte leichter falle. Außerdem könne man beobachten, dass seit Veröffentlichung der ministeriellen Anweisung im Juli 2018 Repowering-Vorhaben in Frankreich immer häufiger umgesetzt werden. Auf lokaler Ebene lassen sich zudem deutlich weniger Widerstände gegen Repowering-Vorhaben feststellen. Insgesamt sei dieses Instrument daher ein Hebel, der zur Erreichung der EE-Ausbauziele in Frankreich beitrage und auch lokal auf eine hohe Akzeptanz stoße.

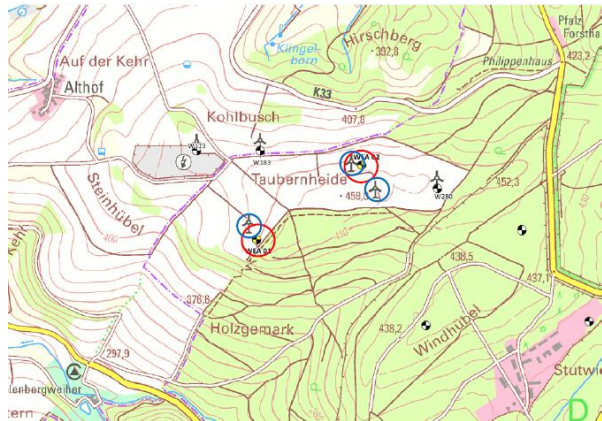
In Bezug auf den derzeitigen Rechtsrahmen bzw. die ministerielle Auslegungshilfe unterstrich er aber auch, dass eine effiziente Projektentwicklung für ein Repowering-Vorhaben insbesondere auch von einer höheren Anlagenhöhe abhängt – eine um zehn Meter höhere Anlage führe in etwa zu um 0,5 ct/kWh niedrigeren Stromgestehungskosten. Der derzeitige Rechtsrahmen würde aber oftmals dazu führen, dass lediglich ein identischer Ersatz der WEA umgesetzt werde.

#### Erfahrungsbericht aus Deutschland:

Dr. Jörn Parplies ist in seinem Vortrag auf konkrete Beispiele von Repowering-Vorhaben in Deutschland eingegangen, die in den letzten Jahren umgesetzt bzw. vorbereitet wurden. Das Repowering-Bürgerenergieprojekt in Morbach in Rheinland-Pfalz, welches bereits auf einer DFBEW-Konferenz im Jahr 2018 vorgestellt wurde, konnte inzwischen fertiggestellt werden. Im Rahmen dieses Projekts wurde die Anlagenzahl halbiert, die Gemeinde sowie Stakeholder vor Ort konnten eingebunden werden und die bestehende Infrastruktur genutzt werden, so etwa Kabel und Zuwege. In diesem Rahmen konnte der Rück- und Neubau parallel stattfinden und mehrere Kräne gleichzeitig zum Einsatz kommen, was zwar logistisch schwierig zu organisieren, in der Umsetzung jedoch sehr effizient war.

Ein zweites Projekt, auf das Dr. Jörn Parplies während seines Vortrags einging, war das Bürgerenergieprojekt Schneebergerhof, ebenfalls in Rheinland-Pfalz, welches sich derzeit in der Planungsphase befindet. Es stellt ein gutes

Beispiel für die Chancen, aber auch für die Herausforderung von Repowering-Vorhaben dar. Der bestehende Standort weist WEA verschiedener Generation auf, wovon drei alte WEA (in blau) durch zwei neue WEA (in rot) ersetzt werden sollen (siehe Abbildung unterhalb). Voraussichtlicher Baubeginn ist Juli 2021, mit einer geplanten Inbetriebnahme im 1. Quartal 2022.



**Abbildung 7:** Überblick zum Standort des Repowering-Projekts Schneebergerhof, Quelle: Vortrag Dr. Jörn Parplies

Für dieses Projekt bestehe laut Dr. Jörn Parplies eine hohe Planungssicherheit, da es sich um einen Standort in einem Vorranggebiet handle, der von der Bevölkerung vor Ort gut akzeptiert werde. Darüber hinaus halte sich der zusätzliche Eingriff in Bezug auf Natur- und Artenschutz in Grenzen. Die bestehende Infrastruktur (Zuwegung und Netzanschlüsse) kann weiterverwendet werden, lediglich einige Kabel müssen getauscht werden. Ein weiterer Vorteil sei die Datenverfügbarkeit, was zu einer hohen Prognostizierbarkeit führe.

Vor Herausforderungen stellt die Projektentwicklung etwa die restriktive Abstandsregelung in Rheinland-Pfalz. Für Anlagen unter 200 Metern Gesamthöhe ist ein Abstand zur Wohnbebauung von mindestens 1.000 Metern einzuhalten, bei Anlagen über 200 Metern liegt der Abstand bei 1.100 Metern. Der Abstand wird von der Rotorblattspitze aus gemessen. Die Länderöffnungsklausel im Baugesetzbuch (§ 249 Abs. 3 BauGB) in Bezug auf Abstandsregeln für Windenergie, die kürzlich neu geregelt wurde und festlegt, dass die Bundesländer selbst lediglich Abstandsregeln von bis zu 1.000 Metern bei Messung ab Mast beschließen dürfen, wurde bisher in Rheinland-Pfalz noch nicht umgesetzt. Für das Projekt Schneebergerhof wird diese Anpassung zu spät kommen. Aufgrund der restriktiven Regelung kann das volle Repowering-Potential an diesem Standort nicht genutzt werden, da eine WEA niedriger gebaut werden müsste.

#### **Exkurs: Mindestabstände zwischen Windenergieanlagen und Wohnbebauung**

Die Mindestabstände zur Wohnbebauung unterliegen Länderrecht und variieren von Bundesland zu Bundesland ([Überblicksdokument](#) der Fachagentur Windenergie an Land).

Im Rahmen einer parlamentarischen Kommission zur Akzeptanz der Energiewende wurde seit Anfang 2019 die Einführung eines auf nationaler Ebene bindenden Mindestabstands von 1.000 Metern zur umliegenden Wohnbebauung diskutiert. Letztlich entschlossen sich die Bundesregierung und das Parlament jedoch gegen eine Einführung eines solchen Mindestabstands auf nationaler Ebene, die Länder können jedoch weiterhin striktere Regelungen einführen (sog. „Länderöffnungsklausel“). Zwei Bundesländer haben die Einführung strikterer Abstandsregeln bereits angekündigt. Die sog. „10H-Regel“ in Bayern bleibt darüber hinaus bestehen.

Weitere Herausforderungen ergeben sich zudem durch inzwischen deutlich strengere Vorgaben hinsichtlich des Artenschutzes sowie Anpassungen des Bebauungsplans auf lokaler Ebene. Letztlich zeige sich, dass Repowering-Vorhaben vor den gleichen Herausforderungen wie auch Greenfield-Projekte stehen. Eine Vereinfachung der Rahmenbedingungen wäre laut Dr. Jörn Parplies in diesem Bereich von großer Bedeutung.





Abschließend wurde noch auf die neue Regelung des EEG 2021 in Bezug auf die Beteiligung der Standortgemeinden hingewiesen. Eine freiwillige Beteiligung in Höhe von 0,2 ct/kWh für Standortgemeinden in einem Radius von 2,5 Kilometern um die Anlagen wurde dort eingeführt, welche über die Netzbetreiber erstattet werden kann, womit diese Maßnahme für den Betreiber kostenneutral ist. Dies könnte ein effizientes Instrument zur Steigerung der lokalen Akzeptanz sein und man sehe bereits heute, dass dieser Bonus von Kommunen aktiv angefragt werde. Zudem seien neue Regelungen in Bezug auf Artenschutz und eine Beschleunigung von Genehmigungsverfahren erforderlich, um den notwendigen jährlichen Onshore-Windenergieausbau zu erreichen.

## IV. Ausblick: Anlagen am Förderende, Akzeptanz und Erreichung der Ausbauziele

Abschließend wurde im Rahmen eines Keynote-Vortrags sowie einer Paneldiskussion die Frage diskutiert, inwieweit ausgeforderte Anlagen einen Beitrag zur Erhöhung der Akzeptanz und zur Erreichung der EE-Ausbauziele leisten könnten.

**Keynote: Lässt sich das Erneuerbaren Ziel für 2030 ohne Subventionen erreichen – und welchen Beitrag könnten Anlagen am Förderende dabei leisten?**

- Lukas Bunsen, Head of Research, Central Europe, Aurora Energy Research

**Panel: Weiterbetrieb und Repowering – mögliche Instrumente zur Erreichung ambitionierter nationaler und europäischer Ausbauziele unter Erhöhung der Projektakzeptanz?**

- Lukas Bunsen, Head of Research, Central Europe, Aurora Energy Research
- Patrick Simon, Geschäftsführer Frankreich/Belgien, EDP Renewables
- Carla Vico Rico, Managing Director, Greensolver France

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Website des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

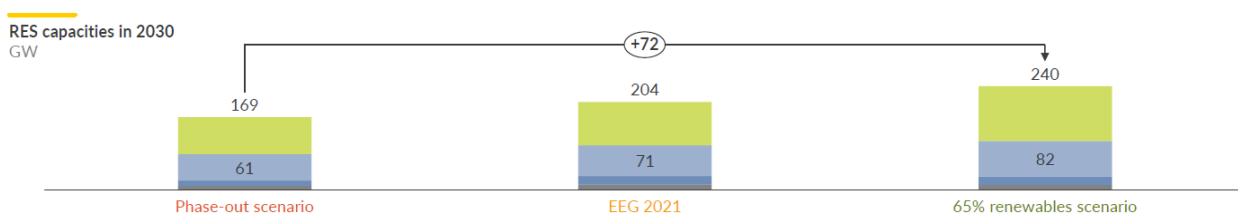
### Keynote-Vortrag: EE-Ausbauziele und ausgeforderte Anlagen

Das energiepolitische Zieldreieck (Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz sowie Nachhaltigkeit bzw. Erreichung von Energie- und Klimazielen), welches der deutschen Energiewende zugrunde liegt, wird auch in den kommenden Jahren die energiepolitische Debatte bestimmen. Die deutschen Energie- und Klimaziele erfordern, dass bis zum Jahr 2030 der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auf 65 % ansteigen solle. Dabei solle aber gleichzeitig auch bis spätestens 2027 untersucht werden, ob man unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit einen rein marktgetriebenen Ausbau durchführen kann (siehe Abbildung unterhalb). Dies erfordere einen konsequenten Ausbau der Erneuerbaren. Aurora Energy Research hat hierzu eine Analyse durchgeführt, welche von Lukas Bunsen im Rahmen des Keynote-Vortrags vorgestellt wurde.



**Abbildung 8:** Energiepolitisches Zieldreieck in Deutschland, Quelle: Vortrag Lukas Bunsen

Gemäß der Auswertung von Aurora Energy Research würde Deutschland den erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energien („65 % renewables scenario“) um 72 GW an installierter Leistung verfehlen, wenn die öffentliche Förderung ab 2027 abgeschafft würde (sog. „Phase-out scenario“, siehe Abbildung 9). Auch der derzeit vorgegebene Ausbau des EEG 2021 (204 GW), der laut Aurora Energy Research nicht für die Erreichung des 65 %-Ziels ausreichen würde, werde um mehr als 30 GW verfehlt. Die nachfolgende Abbildung fasst die Ergebnisse der Analysen zusammen. In grün ist dabei die installierte PV-Leistung, im helleren blau die installierte Onshore-Leistung und in Dunkelblau die installierte Offshore-Leistung in den drei Szenarien angegeben. Im *Phase-out scenario* würde die installierte EE-Leistung im Jahr 2030 lediglich 169 GW betragen, was deutlich unter den erforderlichen 240 GW liegen würde.



**Abbildung 9:** EE-Ausbau in 2030 gemäß drei verschiedener Szenarien, Quelle: Vortrag Lukas Bunsen

Lukas Bunsen ging auf ein zentrales Problem der erneuerbaren Energien ein. Je mehr EE im Markt sind, desto niedriger fällt der Strompreis aus (sog. Merit-Order-Effekt). Bei einer stabilen öffentlichen Förderung von beispielsweise 5,5 ct/kWh mit dem Marktprämienmodell ließen sich deutlich höhere Einnahmen erzielen, als ohne öffentliche Förderung. In diesem Falle müsse von den Betreibern ein deutlich höheres Risiko getragen werden. Die Erreichung des EE-Ausbauziels und die gleichzeitige Abschaffung der öffentlichen Förderung von EE bis 2027 erscheint also vom heutigen Standpunkt aus sehr schwierig umsetzbar.

Grundsätzlich könnten ausgeforderte Anlagen eine mögliche EE-Ausbaulücke füllen, müssten dafür aber gemäß der Modellrechnungen mindestens eine Lebensdauer von 28 Jahren aufweisen, um das Regierungsziel des EEG 2021 zu erreichen (204 GW). Dies erscheint jedoch sehr unwahrscheinlich, da gewöhnlich von einer maximalen Lebensdauer von 26 Jahren ausgegangen werde. Ein bedeutender Hebel, um ohne öffentliche Förderung die Ausbauziele zu erreichen, wäre ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS). Bis 2030 müsste dieser in den Modellrechnungen auf 118 €/t steigen, was massive Auswirkungen, etwa in der Industrie, nach sich ziehen würde und daher wohl in dieser Form nicht umgesetzt werden könne. Ein wahrscheinlicheres Szenario sei ein Anstieg auf 38 €/t.

## Panel-Diskussion: Akzeptanz und EE-Ausbauziele

Zunächst wurde im Rahmen der Panel-Diskussion das Thema Projektakzeptanz angesprochen. So sei dieses Thema für den Projektentwickler EDP Renewables, vertreten durch Patrick Simon, sowohl in Frankreich als auch in Belgien alltäglich und man stoße auf eine gut organisierte Opposition, die mit ausreichend finanziellen Mitteln ausgestattet und zudem in den Medien sehr präsent sei. Es werden aber von Seiten der Projektentwickler laufend Methoden und Instrumente entwickelt, um die Akzeptanz zu steigern, Projekte müssten immer gemeinsam mit der Bevölkerung und den Gebieten geplant werden. Repowering erachtet Patrick Simon als effizientes Instrument zur Erhöhung der Akzeptanz, da ein bestehender Park diese in allen Belangen (Leistung, Raumnutzung, Artenschutz) optimiere.

In ihrer täglichen Praxis sieht Carla Vico Rico eine immer besser organisierte, laute Opposition, die aber zahlenmäßig in den letzten Jahren nicht gewachsen sei. Laut Lukas Bunsen ist die Situation hinsichtlich Akzeptanz auch in Deutschland vergleichbar, eine professionelle, gut vernetzte und organisierte Herangehensweise, die dazu führe, dass quasi jedes Neuprojekt in Deutschland beklagt und die Projektentwicklung verlangsamt werde. Dies führe zu zusätzlichen Kosten. Dieses Phänomen habe zu einer kontinuierlichen Unterzeichnung der vergangenen Ausschreibungsrunden für Onshore-Wind in Deutschland beigetragen. Auch die immer größer werdenden PV-Freiflächenanlagen dürften nach Ansicht von Lukas Bunsen in Zukunft zunehmend Probleme mit Widersprüchen bzw. Klagen haben, was wiederum Auswirkungen auf den jährlichen EE-Zubau haben werde.

Eine mögliche Lösung sei die bereits im Verlauf der Konferenz angesprochene finanzielle Einbindung der Bevölkerung, aber auch die stärkere Einbindung lokaler Entscheidungsträger. Auch Carla Vico Rico unterstrich, dass die finanzielle Beteiligung von Anliegern ein wichtiges Instrument sei und die Kommunikation zu den Projekten bereits in einem frühen Stadium beginnen müsse. Repowering-Vorhaben seien hier im Vorteil, da man Herausforderungen und Eigenheiten am jeweiligen Standort bereits kenne und die frühzeitige Einbindung der Bevölkerung vor Ort leichter falle.

Nach Ansicht von Carla Vico Rico und Patrick Simon förderte der derzeitige gesetzliche Rahmen in Frankreich nicht das gesamte Repowering-Potential, da oftmals lediglich ein identischer Ersatz der WEA umgesetzt werde. Patrick Simon unterstrich, dass dies sowohl aus wirtschaftlicher als auch aus ökologischer Sicht nicht sinnvoll sei und zukünftig eine möglichst effiziente Umsetzung von Repowering-Vorhaben angereizt werden müsse. Carla Vico Rico empfahl Entwicklern zudem, bereits frühzeitig (rund fünf Jahre vor Auslauf der Förderung) über die Zukunft des Projekts nach Förderende nachzudenken, um Verzögerungen zu vermeiden.

Abschließend ging Lukas Bunsen nochmals auf die EE-Ausbauziele sowie einen möglicherweise steigenden Strombedarf im Zuge der Sektorenkopplung ein. Nach seiner Ansicht reagiere die nationale Politik in den letzten Jahren deutlich schneller in Energie- und Klimafragen, da sich auch der Druck aus der Bevölkerung erhöht habe. Derzeit arbeite das BMWi auch daran, die EE-Ausbauziele nochmals nach oben zu korrigieren.