



Geschäftsmodelle für Windparks am Ende der Förderdauer: Weiterbetrieb, Repowering oder Rückbau?

Konferenzdatum: 15. November 2023

Autorin:
Lucie Lochon, DFBEW · lucie.lochon.extern@bmwk.bund.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages





Einführung

Die vorliegende Zusammenfassung enthält die wichtigsten Ergebnisse der Konferenz „Geschäftsmodelle für Windparks am Ende der Förderdauer: Weiterbetrieb, Repowering oder Rückbau?“ (siehe [Programm](#) der Konferenz), die am 15. November 2023 vom Deutsch-französischen Büro für die Energiewende (DFBEW) in Berlin veranstaltet wurde.

Im ersten Teil der Konferenz ging es um das Volumen der Windenergieanlagen mit ablaufenden Abnahmeverträgen in Europa sowie in Deutschland und in Frankreich und deren Rechtsrahmen und Perspektiven ([Kapitel I.1](#)). Die weiteren Gespräche behandelten den Rückbau von Windenergieanlagen am Ende ihrer Lebensdauer ([Kapitel I.2](#)).

Im Anschluss wurden die Potenziale, Voraussetzungen und Perspektiven des Repowering behandelt ([Kapitel I.3](#)). Die Konferenz wurde mit Beiträgen zu den wirtschaftlichen Potenzialen, Risiken und Perspektiven des Weiterbetriebs abgeschlossen ([Kapitel I.4](#)). In der Podiumsdiskussion wurden die Chancen des Weiterbetriebs diskutiert, insbesondere mit Blick auf die Rolle von Stromliefervertrag (*Power Purchase Agreement*, PPA) und deren Risiken ([Kapitel II](#)).

Die Präsentationen zu den Vorträgen der Konferenz (auf Englisch) stehen auf der [Website des DFBEW](#) zur Verfügung. Die Audio-Mitschnitte der Vorträge und des Panels können im Mitgliederbereich eingesehen werden. Zudem finden Sie im vorliegenden Text nach den einzelnen Kurzzusammenfassungen die Links zu den jeweiligen Präsentationen.



Inhalt

Einführung	2
I. Vorträge	4
I.1 Onshore-Windenergieanlagen nach Auslaufen von Abnahmeverträgen: Volumen, Perspektiven und Rechtsrahmen	4
I.1.1. Überblick über Onshore-Windenergieanlagen mit auslaufenden Abnahmeverträgen in Europa: Volumen, Geschäftsmodelle und Perspektiven	4
I.1.2. Onshore-Wind und Auslaufen der Abnahmeverträge in Frankreich: Rechtsrahmen und Perspektiven	4
I.1.3. Jedes Megawatt zählt: Stand und Perspektiven des Windenergie-Ausbaus an Land in Deutschland	5
I.2 Rückbau der Windenergieanlagen nach Auslaufen der Abnahmeverträge: Rechtsrahmen, Kosten und Herausforderungen	6
I.2.1. Rückbau von Windenergieanlagen in Frankreich: Rechtsrahmen, aktueller Stand und Herausforderungen	6
I.2.2. Rückbau von Windenergieanlagen in Deutschland: Rechtsrahmen, aktueller Stand und Herausforderungen	7
I.2.3. Entwicklung eines Marktes für den Weiterverkauf von Komponenten von Onshore-Windenergieanlagen – Erfahrungsbericht	7
I.2.4. Wie können die Kosten für den Rückbau bereits in der Phase der Projektentwicklung antizipiert werden?	8
I.3. Repowering: Potenziale, Voraussetzungen und Perspektiven	8
I.3.1. Repowering in Europa: Überblick über Geschäftsmodelle und rechtliche Rahmenbedingungen	8
I.3.2. Erfahrungsbericht zu Repowering in Frankreich: Voraussetzungen, Herausforderungen und Perspektiven	9
I.3.3. Erfahrungsbericht zu Repowering in Deutschland: Voraussetzungen, Herausforderungen und Perspektiven	10
I.4. Weiterbetrieb: wirtschaftliche Potenziale, Risiken, Perspektiven	10
I.4.1. Die Unterstützung seitens der Banken beim Weiterbetrieb und Repowering: finanzielle Bedürfnisse und Analyse Kriterien	10
I.4.2. Weiterbetrieb von Onshore-Windenergieprojekten: Erfahrungen mit PPAs	11
I.4.3. Perspektiven für den Weiterbetrieb von Onshore-Windenergieanlagen im Rahmen von PPAs: Auswirkungen und Herausforderungen der europäischen Reform des Strommarktes	11
II. Panel: Welche Chancen bietet der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen? Welche Rollen spielen PPAs und wie können die damit verbundenen Risiken eingepreist werden?	12
Disclaimer	14



I. Vorträge

I.1 Onshore-Windenergieanlagen nach Auslaufen von Abnahmeverträgen: Volumen, Perspektiven und Rechtsrahmen

I.1.1. Überblick über Onshore-Windenergieanlagen mit auslaufenden Abnahmeverträgen in Europa: Volumen, Geschäftsmodelle und Perspektiven

Sebastian Helmes, Anwalt bei EY Deutschland, begann mit einem Überblick zum Status quo der europäischen Onshore-Windenergieanlagen mit auslaufenden Abnahmeverträgen. Der Verband WindEurope beziffert die installierte Kapazität der Onshore-Windenergieanlagen, die 2022 über 20 Jahre alt waren, auf 14 GW und erwartet 37 GW für 2030¹. Die europaweit ältesten Turbinen sind durchschnittlich zwölf Jahre alt und stehen in Dänemark, Spanien und Portugal. Auf die Kapazität bezogen ist allerdings der Windparkbestand in Deutschland am ältesten. Sebastian Helmes erläuterte, dass Ende Juni 2023 von 59 GW installierter Kapazität etwas weniger als ein Drittel (17 GW bzw. 14 000 Turbinen) über 15 Jahre und 8 200 Turbinen über 20 Jahre alt waren. Anschließend nannte er die drei Optionen, die sich am Ende der Förderdauer eines Windparks bieten und ging auf deren jeweilige Vor- und Nachteile ein. Den **Weiterbetrieb** hält er für eine relativ einfache Lösung, da dieser keine neue Genehmigung und keinen neuen Anschluss erfordert. Er wies jedoch auch auf das vergleichsweise hohe technische Risiko hin sowie darauf, dass hier die installierte Kapazität nicht erhöht werde – im Gegensatz zum **Repowering**, das seiner Meinung nach klare Vorteile bietet. So komme das Repowering mit weniger Anlagen bei einer gleichbleibenden installierten Kapazität aus, sei allerdings auch mit höheren Kosten und Investitionen verbunden und könne zudem auf regulatorische Hindernisse stoßen. Den **Rückbau** schließlich hält er weder für eine Alternative noch für einen *Business case*. Er sei sondern vielmehr eine Verpflichtung, wenn die anderen Möglichkeit ausgeschlossen wurden. Eine Ausnahme hiervon sei der Fall, dass einzelne Anlagenteile neu verwendet würden. Sebastian Helmes betonte auch die Tatsache, dass diese dritte Option in jüngster Zeit zunehmend Beachtung findet. Das Recycling gestalte sich jedoch aus verschiedenen Gründen weiterhin komplex. Anschließend ging er auf den europäischen Rechtsrahmen zum Repowering ein: Die Maßnahmen der EU zielten vorrangig auf eine Beschleunigung beim Repowering ab, deren Umsetzungsverantwortung an die Mitgliedstaaten übertragen würde². Abschließend verwies er darauf, dass die Anzahl der Anlagen am Ende der Förderdauer in den kommenden Jahren stark ansteigen werde. Die Entscheidung für Weiterbetrieb, Repowering oder Rückbau werde jeweils anhand verschiedener wirtschaftlicher, technischer und rechtlicher Faktoren erfolgen.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

I.1.2 Onshore-Wind und Auslaufen der Abnahmeverträge in Frankreich: Rechtsrahmen und Perspektiven

Tiphany Genin, Referentin für Onshore-Windenergie und Simon Molina, stellvertretender Leiter des Büros für Stromerzeugung und erneuerbare Energien an Land, von der Generaldirektion für Energie und Klima (Direction générale de l'énergie et du climat, DGEC) des französischen Ministeriums für Wirtschaft, Finanzen und industrielle und digitale Souveränität (Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique, MEFSIN) beschäf-

¹ WindEurope 2022, *Repowering Europe's wind farms is a win-win-win* [Das Repowering von Europas Windparks ist eine Win-Win-Win-Situation] ([Link](#), auf Englisch).

² COM(2023) 669, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Europäischer Windkraft-Aktionsplan, ([Link](#)).



tigten sich in ihrem Vortrag mit der Situation der Onshore-Windenergieanlagen mit auslaufenden Abnahmeverträgen in Frankreich. Förderverträge, die bis 2015 abgeschlossen wurden, seien für eine Dauer von 15 Jahren abgeschlossen worden, seitdem belaufe sich die Laufzeit auf 20 Jahre. Tiphany Genin ging zunächst auf das Prinzip von Repowering ein: die Erneuerung von Windenergieanlagen und ihrer Ausrüstung entweder für den gesamten Windpark oder einen Teil davon. Sie verwies auf den Unterschied zum *Revamping*, bei dem nur unwesentliche Teile der Windenergieanlage erneuert werden, um deren Lebensdauer zu verlängern. Für *Revamping* besteht in Frankreich im Gegensatz zum Repowering keine Möglichkeit einer weiteren Förderung. Repowering ermöglicht nicht nur Leistungssteigerungen um etwa 50 %, sondern auch die Reduzierung der Erzeugungskosten. Mithilfe neuer Technologien könnten die Anlagen größer gebaut werden und dies führe nicht nur zu einer wesentlichen Verlängerung der durchschnittlichen Lebensdauer der Windparks, sondern auch zu einem überproportionalen Leistungsanstieg.

Im weiteren Verlauf stellte sie den Rechtsrahmen für Repowering in Frankreich vor, der in der Regierungsanweisung vom 11. Juli 2018³ festgelegt ist. Darin werde unterschieden zwischen unwesentlichen – also weniger einschneidenden – Änderungen und grundlegenden Änderungen, die mit Gefahren oder Nachteilen für durch das französische Umweltgesetzbuch (*code de l'environnement*) geschützte Interessen verbunden sind. In der Regierungsanweisung werden fünf Einzelfälle beschrieben. Beim ersten Fall geht es um eine unwesentliche Änderung wie den Austausch einer Windenergieanlage durch ein Modell gleicher Kapazität und am gleichen Standort. Hier muss der Projektträger lediglich eine Bekanntmachung bei der zuständigen Behörde einreichen. Der fünfte Fall betrifft Situationen, in denen die in der Regierungsanweisung festgelegten Schwellenwerte überschritten oder ein oder mehrere Mast(en) hinzugebaut werden. Wenn zum Beispiel die Anzahl der Anlagen mit einer Masthöhe von über 50 Metern oder die Kapazität von Windparks mit Masthöhen zwischen 12 und 50 Metern um mehr als 20 MW erhöht wird, handelt es sich um eine grundlegende Änderung und es muss eine Genehmigung beantragt werden. Die Fälle 2, 3 und 4 müssen von der Behörde einer speziellen Prüfung unterzogen werden, um zu beurteilen, ob die Veränderung grundlegend ist oder nicht. Seit 2021 können vom Repowering betroffene Anlagen auch an Ausschreibungsverfahren teilnehmen. Allerdings geschehe dies relativ selten, was Tiphany Genin und Simon Molina vor allem auf den starken Anstieg der Strompreise zurückführten. Derzeit würden Gespräche mit der Branche geführt, um das Repowering zu erleichtern, insbesondere durch eine Änderung der Regierungsanweisung.

Die Redner gingen auch auf die über das Repowering hinausgehenden weiteren Optionen ein, den Rückbau und Weiterbetrieb. Im letzteren Fall hat der Betreiber zwei Möglichkeiten, seinen Strom zu verkaufen, entweder über ein PPA mit einer der Betriebsdauer des Windparks entsprechenden Laufzeit oder über den Direktverkauf an einen auf den Märkten präsenten Aggregator. Aufgrund der hohen Spotpreise auf den Märkten werde in den meisten Fällen der Weiterbetrieb dem Repowering bevorzugt. Schließlich stellten die Referenten den neuen Rechtsrahmen für PPAs vor, der durch Artikel 86 des französischen Gesetzes zur Beschleunigung der Erzeugung erneuerbarer Energien (*loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables*⁴) eingeführt wurde.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

1.1.3. Jedes Megawatt zählt: Stand und Perspektiven des Windenergie-Ausbaus an Land in Deutschland

Florian Wassenberg, Referent für Energiepolitik beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), nannte zunächst die Ziele der Energiepolitik in Deutschland: Bis 2030 sollen mindestens 80 % des Bruttostromverbrauchs – bzw. rund 600 TWh – mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Am 30. Juni 2023 belief sich dieser Anteil

³ Regierungsanweisung der französischen Regierung vom 11. Juli 2018 zur Bewertung von Erneuerungsmaßnahmen für Onshore-Windparks [*Instruction du Gouvernement du 11 juillet 2018 relative à l'appréciation des projets de renouvellement des parcs éoliens terrestres*], ([Link](#), auf Französisch)

⁴ [Art. 86](#) des französischen Gesetzes Nr. 2013-175 vom 10. März 2023 zur Beschleunigung der Erzeugung erneuerbarer Energien [*Loi n°2013-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables*]. Für weitere Informationen, s. DFBEW 2023, Memo zum französischen Gesetz zur Beschleunigung der Erzeugung erneuerbarer Energien, ([Link zum Dokument](#))

auf 52 %. Im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) werden technologiespezifische Ziele festgelegt⁵. Demnach soll 2030 eine Onshore-Windenergiekapazität von 115 GW installiert sein, was fast einer Verdoppelung der derzeit installierten Kapazität entspricht. Dem Referenten zufolge stellt die Windenergie den leistungsstärksten Energieträger für den Strommix in Deutschland dar, ob an Land (mit einem Anteil von 17,4 %) oder auf See (4,3 %). Die Windenergie erlebe einen mit der Solarenergie vergleichbaren starken Aufschwung, dennoch müsse ihr Ausbautempo weiter erhöht werden. In diesem Zusammenhang erinnerte er an die Maßnahmen, die von der Bundesregierung ergriffen wurden, um die im EEG festgelegten Ziele zu erreichen, Erhöhung des Ausschreibungsvolumens⁶, gesetzliche Verankerung des überragenden öffentlichen Interesses der erneuerbaren Energien⁷, aber auch durch den Preisanstieg begründete Anhebung des Höchstwerts durch die Bundesnetzagentur (BNetzA)⁸. Darüber hinaus lege das Windenergieflächenbedarfsgesetz ein Ziel fest, das bis 2032 durchschnittlich 2 % des Bundesgebiets für den Ausbau von Windenergie ausgewiesen werden soll. Um die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, wurden Änderungen am Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) vorgenommen. Der Referent erläuterte darüber hinaus, dass die europäische Notfallverordnung mit ihren Neuerungen zu Repowering und den entsprechenden Genehmigungen in Deutschland sehr schnell umgesetzt wurde. Das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) wird derzeit überarbeitet und sollte ebenfalls zu einer Beschleunigung der Genehmigungsverfahren führen. Schließlich sprach Florian Wassenberg das Thema der ablaufenden Abnahmeverträge für Onshore-Windenergieanlagen an und nannte die erhebliche Anzahl von Windenergieanlagen, die seit 2021 aus der Förderung ausgeschieden seien. So hätten 2023 nahezu 7,8 GW das Ende ihres Abnahmevertrags erreicht und bis 2030 werde dieser Wert bei fast 20 GW liegen. Heute sind rund die Hälfte der vor dem Jahr 2000 erbauten und nahezu drei Viertel der zwischen 2000 und 2022 installierten Windenergieanlagen noch in Betrieb.⁹ Dabei zählt das Repowering neben dem Weiterbetrieb zu den Optionen, die die Bundesregierung vorrangig und mithilfe neuer Maßnahmen fördern möchte.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

1.2 Rückbau der Windenergieanlagen nach Auslaufen der Abnahmeverträge: Rechtsrahmen, Kosten und Herausforderungen

1.2.1. Rückbau von Windenergieanlagen in Frankreich: Rechtsrahmen, aktueller Stand und Herausforderungen

Elisabeth Givelet, die bei der Kanzlei Brun-Cessac als Anwältin tätig ist, erläuterte zunächst, dass der Rückbau zwar am Ende der Lebensdauer eines Projekts (oder im Falle einer unwesentlichen Änderung) stattfindet, aber bereits im Vorfeld vorbereitet werden müsse. Die Verantwortung dafür läge beim Betreiber¹⁰. Sie zählte sämtliche Schritte des Rückbaus einer Windenergieanlage entsprechend den Vorschriften des französischen Umweltgesetzbuchs auf: Rückbau der Erzeugungsanlagen, vollständiger oder partieller Aushub des Fundaments und Wiederherstellung des Grundstücks (außer bei gegenteiligem Wunsch des Eigentümers), Wiederverwendung, Recycling und Verwertung bzw. gegebenenfalls Entsorgung der beim Rückbau entstehenden Abfälle sowie letztlich die Bescheinigung der tatsächlichen Durchführung dieser Maßnahmen durch ein entsprechend zertifiziertes Unternehmen¹¹. Die Bereitstellung einer den Rückbaumaßnahmen bestimmten finanziellen Rücklage durch den Betreiber, der Sicherheitsleistung wird von den

⁵ §4 EEG. Für weitere Informationen zum EEG, siehe DfBEW 2023, Aktualisierung des Memos zum Osterpaket ([Link zum Dokument](#)).

⁶ §28 EEG

⁷ §2 EEG

⁸ BNetzA 2024, Festlegung Höchstwert ([Link](#)).

⁹ In Deutschland beträgt die Laufzeit des Abnahmevertrags seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 20 Jahre. Für Windenergieanlagen, die vor 2000 errichtet wurden, wurde ein fiktives Inbetriebnahmedatum im April 2000 festgelegt.

¹⁰ [Artikel L515-46](#) des französischen Umweltgesetzbuchs (auf Französisch).

¹¹ [Artikel R515-106](#) des französischen Umweltgesetzbuchs (auf Französisch).



Bedingungen für die Inbetriebnahme von Windenergieanlagen vorgeschrieben¹². Elisabeth Givelet wies darauf hin, dass die Verpflichtung zur Sicherheitsleistung im Erlass vom 22. Juni 2020 durch eine Klausel zu deren Aktualisierung im Fünfjahresrhythmus verschärft wurde¹³. Sie erinnerte an die verschiedenen möglichen Formen der Rücklagen und an die in Frankreich geltenden gesetzlichen Recyclingpflichten. So müsse ab dem 1. Januar 2024 die Gesamtmasse eines Windparks zu 95 % wiederverwendbar oder recycelbar sein¹⁴. Für Rotoren seien darüber hinaus noch spezifische Ziele festgelegt worden.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

1.2.2. Rückbau von Windenergieanlagen in Deutschland: Rechtsrahmen, aktueller Stand und Herausforderungen

Simon Meyer, Rechtsanwalt und Partner der Kanzlei KPMG Law, verwies zu Beginn seiner Ausführungen darauf, dass es in Deutschland kein Standardverfahren zum Rückbau gäbe. Vielmehr könne dieser durch verschiedene Gesetze geregelt werden, darunter das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), das Baugesetzbuch (BauGB), das Bundesbodenschutzgesetz (BBodSchG) oder die Bestimmungen zum Abfallmanagement. Für schwierig halte er die fehlende Standardisierung der Herstellerinformationen, die hohe Anzahl der zuständigen Behörden oder auch die unterschiedlichen Konzepte von finanziellen Rücklagen. Abhilfe könnten hier rechtliche Änderungen schaffen, wie etwa die zentrale Behandlung der Rückbau- und Recyclingfragen durch eine einzige Behörde, die Einführung verbindlicher Vorschriften zum Informationsaustausch zwischen Behörden, eine genauere Definition des Rückbauprinzips oder auch ein einheitliches Rücklagenmodell. Im Hinblick auf technische Lösungen und Herausforderungen betonte er insbesondere die Notwendigkeit einer Standardisierung der von den Herstellern bereitgestellten Informationen und rief dazu auf, eine erweiterte Herstellerverantwortung in Betracht zu ziehen. Dabei sei auch der europäische Rahmen zu berücksichtigen.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

1.2.3. Entwicklung eines Marktes für den Weiterverkauf von Komponenten von Onshore-Windenergieanlagen – Erfahrungsbericht

Sébastien Duchesne, Geschäftsführer von Mywindparts, ging auf die Entwicklung des Marktes für den Wiederverkauf von Komponenten für Onshore-Windenergieanlagen ein. Aufgrund der Rohstoff- und Energiepreiskrise stellten der Gebrauchthandel und die Reparatur von Anlagenkomponenten wachsende Märkte dar. Nach internen Angaben werde der weltweite Markt für Komponenten von Windenergieanlagen auf knapp 2,8 Mrd. Euro geschätzt. Derzeit bestünden Ersatzteile zu 90 % aus neuem und zu 10 % aus wiederaufbereitetem Material. Seiner Meinung nach könne sich der Secondhandmarkt für Windenergieanlagen bis 2030 verdreifachen. Dazu stellte er einerseits die dem „Einkauf“ gewidmete Tätigkeit seines Unternehmens vor, bei der es darum ginge, rückgebaute Windparks zu erwerben und Anlagen zu kaufen, um diese wiederaufzubereiten und neu zu installieren. Ebenso wie Simon Meyer (1.2.2.) betonte er die Notwendigkeit, über eine größtmögliche Menge an technischen Informationen zu verfügen, um den Betriebszustand der Maschinen zu beurteilen und diese anschließend optimal verwerten zu können.

¹² [Artikel R 515-101](#) des französischen Umweltgesetzbuchs (auf Französisch).

¹³ Französischer Erlass vom 22. August 2020 zur Änderung der Vorschriften für Anlagen zur Stromerzeugung mithilfe der mechanischen Energie des Windes im Rahmen einer Anlage, die gemäß Rubrik 2980 der Gesetzgebung zu umweltgefährdenden Anlagen genehmigungspflichtig ist ([Link](#), auf Französisch).

¹⁴ [Artikel 20](#) des französischen Erlasses vom 22. Juni 2020 (auf Französisch).

Eine weitere Tätigkeit seines Unternehmens betrifft den Wiederverkauf. Hier gestalte es sich trotz der Weiterentwicklung des Rechtsrahmens weiterhin schwierig, gebrauchte Maschinen neu einzusetzen. Dabei könnten in Frankreich bestimmte Parks ausschließlich mit gebrauchten Maschinen weiterbetrieben werden, so Sébastien Duchesne, da die Turbinenhersteller keine klein dimensionierten Anlagen mehr produzierten. Der Wiederverkauf von Ersatzteilen helfe auch dabei, der Alterung bestimmter Produkte etwas entgegenzusetzen und kann so die Lebensdauer der Windparks verlängern. Der Wiederverkauf sei zudem Teil der Unternehmensverantwortung-Politik, denn durch den Rückbau der Windparks vor Ort und ihren Wiederaufbau in der Nähe werde die lokale Wirtschaft reindustrialisiert. Grundsätzlich schloss er sich der Auffassung Simon Meyers an, dass die Recyclingbranche zurzeit noch unterentwickelt sei. Dies betreffe insbesondere Verbundstoffen, die Hauptkomponente von Rotorblättern.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

1.2.4. Wie können die Kosten für den Rückbau bereits in der Phase der Projektentwicklung antizipiert werden?

David Gück, der bei Ramboll als Senior Consultant tätig ist, warf die Frage auf, wie die Rückbaukosten schon ab der Projektentwicklungsphase bewertet werden können. Wie bereits in den vorherigen Vorträgen angesprochen, muss die Rückbauphase von Beginn an in die Projektentwicklung einbezogen werden. In der Regel enthält die Baugenehmigung die Verpflichtung, eine im Vorhinein festgesetzte Sicherheitsleistung einzurichten, um den Rückbau und die Wiederherstellung des Ausgangszustands der Flächen zu gewährleisten. Die Behörden der verschiedenen Bundesländer verfolgen hier einen jeweils eigenen Ansatz zur Festlegung der Rückbaukosten. So legen beispielsweise Brandenburg und Schleswig-Holstein die Sicherheitsleistung in Abhängigkeit zu den Bau- oder den Erzeugungskosten fest. In Hessen oder auch Niedersachsen hängt der Betrag von der Nabenhöhe ab, während Sachsen-Anhalt die Nennleistung der Windenergieanlage in Höhe von 36.000 €/MW veranschlagt. Anschließend ging Gück auf die einzelnen Rückbauschritte und die damit verbundenen Kosten ein: 1) Vorbereitung der Baustelle und vor allem Trennung der Anlage vom Netz, 2) Demontage des Turms und des Rotors, wobei 40 % der Kosten auf den Kran entfallen, 3) Wiederherstellung der Bodengegebenheit, 4) Kranstandort und Zufahrt zur Straße. Schließlich nannte er die Faktoren, von denen die Rückbaukosten bestimmt werden. Zu diesen zählen der Standort, Anzahl der betroffenen Windenergieanlagen, Höhe des Krans (in Abhängigkeit der Nabenhöhe), Materialgewicht, Turmart, Recyclingeinnahmen und Inflation. Seiner Meinung nach könnten sich die Rückbaukosten für eine 5-MW-Windenergieanlage im Jahr 2024 inflationsbereinigt auf 180.000 bis 230.000 € belaufen, zum Zeitpunkt der Konferenz betrugen sie laut Gück rund 120.000 €.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

1.3. Repowering: Potenziale, Voraussetzungen und Perspektiven

1.3.1. Repowering in Europa: Überblick über Geschäftsmodelle und rechtliche Rahmenbedingungen

Fabian Toros und Nikolas Klausmann, Associates bei Osborne Clarke, gingen zunächst auf die Repowering-Definition der EU in ihrer Erneuerbare-Energien-Richtlinie (*Renewable Energy Directive*, RED) ein. Repowering sei eine der Lösungen, mit denen die in der RED festgelegten Ziele von 42,5 % erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch

der EU im Jahr 2030 erreicht werden sollen¹⁵. Bereits 2018 hatte der Gesetzgeber eine zentrale Anlaufstelle und eine maximale Verfahrensdauer eingeführt, um das Repowering zu erleichtern. Vor dem Hintergrund des Krieges in der Ukraine, der damit verbundenen Energiekrise und Bemühung, ihre Energieunabhängigkeit gegenüber Russland zu stärken, verabschiedete die EU im November 2022 eine Notfallverordnung zur Schaffung eines Zeitrahmens für den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien¹⁶. Darin werden unter anderem die Fristen für Genehmigungsverfahren für Repowering auf sechs Monate verkürzt und eine Höchstdauer von drei Monaten für die Erteilung der Anschlussgenehmigung von Repowering-Projekten festgelegt, bei denen die Kapazität um maximal 15 % erhöht wird. Mit dem Inkrafttreten der neuen Fassung der RED sollen auch verkürzte Fristen für das Genehmigungsverfahren sowie Änderungen in Bezug auf die Umweltverträglichkeitsprüfung festgelegt werden. Anschließend kamen die Referenten auf den in Deutschland geltenden Rechtsrahmen für Repowering zu sprechen. Dieser wird vor allem durch das kürzlich überarbeitete BNatSchG und das derzeit in Überarbeitung befindliche BImSchG geregelt. In Frankreich unterliegen die Verfahren zum Repowering dem Energiegesetzbuch, dem Umweltgesetzbuch und den Leitlinien der Regierung. Zudem führt das Gesetz zur Beschleunigung der Erzeugung erneuerbarer Energien eine Sonderregelung zur Vereinfachung der Genehmigung ein. Abschließend nannten Toros und Klausmann fünf wesentliche Punkte zum Repowering, darunter die EU-Notfallverordnung und die Überarbeitung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie, die in Deutschland gesetzlich festgeschriebenen Vereinfachungen und die noch unbedeutende, aber wachsende Rolle des Repowering in Frankreich.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

1.3.2. Erfahrungsbericht zu Repowering in Frankreich: Voraussetzungen, Herausforderungen und Perspektiven

Laurie Gilbert, die den Bereich Repowering von Windenergie bei Q Energy France leitet, ging zunächst auf die Vorteile des Repowerings ein: So könnten die Grundstückseigentümer dank Repowering weiterhin von den wirtschaftlichen Auswirkungen profitieren. Den lokalen Behörden ermögliche das Repowering das Erreichen der auf verschiedenen Ebenen festgelegten Ausbauziele für erneuerbare Energien. Die Eigentümer der Anlagen wiederum generierten weiterhin Einnahmen und verzeichneten einen Leistungsanstieg ihres Windparks. Laurie Gilbert verwies auf die noch relativ kurze Geschichte des Repowering in Frankreich: Die erste Repowering-Genehmigung sei 2015 erteilt worden. Die Regierungsanweisung, die den Rahmen für die Erneuerung der Windenergieanlagen bildet, stamme aus dem Jahr 2018. Die Rednerin erläuterte, dass nahezu 90 % der 2023 erteilten Repowering-Genehmigungen unwesentliche Erneuerungen betrafen, die einer Einzelfallprüfung durch die Verwaltung unterliegen. Schließlich kam Gilbert auf die verschiedenen Probleme des Repowering in Frankreich zurück, wie die Dauer der Verfahren, die sehr unterschiedlichen Beurteilungen insbesondere bei unwesentlichen Änderungen, das derzeit für Repowering-Projekte ungünstige wirtschaftliche Umfeld oder auch die steuerlichen Regelungen. Sie betonte, dass aufgrund der Vorschriften die meisten Repowering-Projekte auf unwesentliche Änderungen beschränkt seien. Auch gehe beispielsweise die französische Agentur für ökologischen Wandel (*Agence de la transition écologique*, ADEME) davon aus, dass aufgrund der bestehenden Auflagen 10 bis 15 % der französischen Windparks nicht erneuert werden könnten.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

¹⁵ Zur Erinnerung: 2030 sollen in Deutschland 80 % (EEG) des verbrauchten Stroms und in Frankreich 40 % des gesamten Energiemixes aus erneuerbaren Energien stammen.

¹⁶ Verordnung (EU) 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien, ([Link](#)).



1.3.3. Erfahrungsbericht zu Repowering in Deutschland: Voraussetzungen, Herausforderungen und Perspektiven

Katja Gall, Teamleiterin Repowering bei ENERTRAG, stellte das Repowering-Potenzial in Deutschland vor. Von den 28.500 Windenergieanlagen, die 2022 existierten, seien rund 14.000 seit über 15 Jahren und 8.200 seit über 20 Jahren in Betrieb. Das Repowering habe in Deutschland Fahrt aufgenommen. Die Repowering-Rate lag im September 2023 bei 34 %, so Frau Gall, dem höchsten Wert seit neun Jahren. Sie zeigte die verschiedenen Parameter auf, die beim Repowering zu berücksichtigen seien, darunter die gesetzlichen Vorschriften zur Baugenehmigung, dem Netzanschluss, die Einnahmen, Kosten und Risiken für den Betreiber oder auch die Verfügbarkeit der Grundstücke und die geltenden Rückbaustandards. Zur konkreten Veranschaulichung der verschiedenen Herausforderungen beim Repowering stellte Katja Gall ein Projekt in der Uckermark vor, dessen neue Anlagen Mitte 2024 in Betrieb genommen werden sollen.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)

1.4. Weiterbetrieb: wirtschaftliche Potenziale, Risiken, Perspektiven

1.4.1. Die Unterstützung seitens der Banken beim Weiterbetrieb und Repowering: finanzielle Bedürfnisse und Analysekriterien

Pierre-Emmanuel Audran vom Bereich Project Finance bei der französischen Bankengruppe CIC erläuterte die Unterschiede der installierten Kapazität in Deutschland und Frankreich. Bevor er auf die Unterstützung der Banken bei Projekten zum Repowering oder Weiterbetrieb einging, verwies er auf die durchschnittliche Turbinengröße in Europa. Diese liege bei rund 4 MW, während sie sich in Frankreich auf rund 2,8 MW oder, bei den ältesten Turbinen, sogar nur auf 1,5 MW belaufe. Anschließend erläuterte er, dass bei der Projektfinanzierung die Finanzierung durch *Equity* (Eigenkapital) und Banken erfolge, während die Einnahmen vom *Offtaker* und den Aggregatoren kämen und die Kosten von den Bau- und Wartungsverträgen abhingen. Die Banken müssten sicherstellen, dass das Projekt über alle notwendigen Sicherheiten verfügt, um einen ausreichenden Cashflow zur Rückzahlung der Darlehen zu erwirtschaften. Daher trügen die Banken einen großen Teil des langfristigen Risikos. Auch spielten verschiedene Kriterien eine Rolle, wie etwa der Zustand der Anlagen, das Einkommensprofil oder die Laufzeit der Pachtverträge. Beim Repowering müssten die Banken sehr eng in das Projekt eingebunden werden, da der CAPEX-Bedarf hier größer sei. Auch beim Rückbau spielten die Banken eine Rolle, während der Weiterbetrieb der Anlagen in der Regel keine hohe Finanzierungskapazität erfordere. Letzteres halte er ohnehin für eine Zwischenlösung vor dem Repowering. Schließlich erinnerte er an die begleitende Rolle der Banken beim Ausbau der Onshore-Windenergie generell.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

1.4.2. Weiterbetrieb von Onshore-Windenergieprojekten: Erfahrungen mit PPAs

Fabian Förster, Senior Manager bei RWE Supply & Trading, erklärte, dass in Deutschland zahlreiche Anlagen am Ende ihrer Förderdauer zusätzlich zur Vergütung des erzeugten Stroms Herkunftsnachweise generieren¹⁷, sodass in der Regel eine Kombination aus Strom und Herkunftsnachweisen vermarktet werde. Der Redner erläuterte, dass der Weiterbetrieb aufgrund seiner Flexibilität den Vorteil biete, auf Kurzzeitverträge zurückgreifen zu können. Dies ermögliche insbesondere eine Verringerung des erzeugungsbedingten Risikos. Auch Mischfinanzierungen (*mixed assets*)¹⁸ seien typisch für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen mit auslaufendem Abnahmevertrag. Förster betonte die Notwendigkeit, bei diesem Geschäftsmodell die Risiken bezüglich des Volumens und der Vertragsparteien zu verringern, damit alle Garantien abgesichert seien und die Gefahren minimiert werden könnten. Anschließend ging er insbesondere für Deutschland auf die Voraussetzungen bezüglich der Instandhaltung und des Umgangs mit Erzeugungskürzungen (*curtailment*) sowie der Verfügbarkeit ein. Der Nachweis des einwandfreien Betriebs der Windenergieanlagen könne anhand verschiedener Dokumente erfolgen: Zertifikate, Betriebsberichte, Daten zur strukturellen Stabilität oder zur Prüfung des Wartungs- und Reparaturzustands. Letztlich erklärte er, dass die derzeitige Preisstruktur der PPAs einen Vorteil für die Betreiber, aber ein Hindernis für das Repowering darstelle.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

1.4.3. Perspektiven für den Weiterbetrieb von Onshore-Windenergieanlagen im Rahmen von PPAs: Auswirkungen und Herausforderungen der europäischen Reform des Strommarktes

Julie Joulin, Rechtsanwältin bei Sterr-Kölln & Partner, kam auf die europäische Strommarktreform zurück, die im März 2023 von der Europäischen Kommission vorgestellt wurde und am 17. Oktober 2023 in ein Abkommen der EU-Mitgliedstaaten mündete. Innerhalb der Europäischen Union werde der Strompreis nach dem *Merit-Order*-Prinzip bestimmt, das heißt der festgelegte Preis entspricht den Erzeugungskosten des letzten Kraftwerks, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird. Dieses Prinzip werde durch die Reform nicht infrage gestellt. Der Vorschlag des Rates zielt jedoch darauf ab, Marktprämienverträge (*Contract for Difference, CfD*) wie sie zum Beispiel in Frankreich entwickelt wurden, zu verallgemeinern. Abgesehen von bestimmten Ausnahmefällen würden diese so zur einzig möglichen Art staatlicher Förderung. Schließlich ging Julie Joulin auf die von den Mitgliedstaaten in der Reform vorgeschlagenen Maßnahmen in Bezug auf PPAs ein. Diese Verträge könnten kurzfristig einen Beitrag zur Preisstabilität auf dem Markt leisten. Hier verwies sie auf die drei wesentlichen Elemente der Reform zu den PPAs: Beseitigung sämtlicher ungerechtfertigter Hürden, die dem Ausbau der PPAs im Wege stehen, Einrichtung eines Rücklagensystems, um den Abschluss der Verträge zu erleichtern und Aufhebung der Hindernisse für grenzüberschreitende PPAs.



[Link zu den Präsentationsfolien](#)



[Link zur Audio-Aufzeichnung](#)

¹⁷ Geförderte Anlagen können keinen Herkunftsnachweis erhalten, daher besteht diese Option erst nach Ablauf der Förderdauer.

¹⁸ D. h. Fortlaufen der Förderung für einen Teil der Windenergieanlagen, während andere Anlagen keine Förderung mehr erhalten.



II. Panel: Welche Chancen bietet der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen? Welche Rollen spielen PPAs und wie können die damit verbundenen Risiken eingepreist werden?

Teilnehmende:

- Nicolas Meot, Referent für Verwertung und Märkte, Compagnie Nationale du Rhône
- Ruth Brand-Schock, Fachgebietsleiterin Erneuerbare Energien, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)
- Pierre Chevalier, Leiter Energiepreisrisikomanagement, DB Energie

Bei der anschließenden Diskussionsrunde tauschten sich drei Akteure aus Deutschland und Frankreich über die Chancen des Weiterbetriebs für Onshore-Windenergieanlagen aus. Insbesondere gingen sie auf die Rolle der PPAs sowie die mit diesen Verträgen verbundenen Risiken ein.

Nicolas Meot, Referent für Verwertung und Märkte bei dem Energieversorgungsunternehmen Compagnie Nationale du Rhône (CNR), bestätigte, dass der Anstieg der Strompreise den Entscheidungsfindungsprozess für Anlagen am Ende ihrer Förderdauer verändert habe. So zöge die CNR neben technischen und wirtschaftlichen Analysen auch den Stromverkaufspreis in Betracht, um zwischen Weiterbetrieb und Repowering abzuwägen. Strom kann über verschiedene Arten von Verträgen vermarktet werden. Laut Meot kommen dabei vorrangig Kurzzeitverträge mit Laufzeiten zwischen einem und drei Jahren zum Einsatz. Der Vorteil der PPAs liege hier darin, dass der Entwicklung des Marktes gefolgt und eine Grünstromprämien geboten werden können. Die Größe des Windparks dagegen habe keinen Einfluss auf die Entscheidung am Ende des Abnahmevertrags. Vielmehr folgten die Überlegungen der Bewertung der Lebensdauer. Auch aufgrund der vergleichsweise langen Prüffristen beim Repowering halte er den Abschluss von PPAs und den Weiterbetrieb des bestehenden Parks für die ideale Lösung.

Der starke Anstieg der PPAs 2023 sei weitgehend ohne genauen Rechtsrahmen erfolgt. Auch bestünde derzeit noch kein ausreichender Erfahrungsrücklauf zur Umsetzung der behördlichen Genehmigung, die seit Inkrafttreten des französischen Gesetzes zur Beschleunigung der Erzeugung erneuerbarer Energien (*loi d'accélération relative à la production des énergies renouvelables*¹⁹) den Abschluss von PPAs durch die Erzeuger regelt. Insofern handle es sich weder um eine regulatorische Unterstützung noch um ein Hindernis. Er erwähnte auch den von der französischen Regierung eingerichteten Garantiefonds für PPAs²⁰. Zwar sei bisher von den Käufern kein Risiko für die Banken ausgegangen, doch im Falle einer Erweiterung der Käuferstruktur könne sich der Fonds als nützlich erweisen.

Schließlich ging Nicolas Meot auf die Unterschiede zwischen PPAs und CfDs in Frankreich ein. So würden im Rahmen von Marktprämien die Herkunftsnachweise vom Staat eingezogen und direkt an der Börse weiterverkauft, während bei den PPAs die Herkunftsnachweise einen Teil des Vertrags darstellten. Er gehe außerdem davon aus, dass die Strompreise nicht mehr auf das Niveau der Zeit vor dem Krieg in der Ukraine zurückgehen werden und dass es bei zahlreichen Repowering-Projekten aufgrund technischer Anforderungen zu Verzögerungen kommen werde.

Ruth Brand-Schock, die das Fachgebiet Erneuerbare Energien beim Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) leitet, stellte eine wachsende Zahl kurzfristiger PPAs auch in Deutschland fest. Dies sei vor allem auf technische Überlegungen zurückzuführen, da die Windenergieanlagen nach 20 Jahren mit erheblichen Wartungskosten konfrontiert sein könnten. Zwar erreichten manche Windenergieanlagen eine Lebensdauer von rund 30 Jahren, aber der Größen- und Leistungszuwachs der immer neueren Anlagen führe nach und nach zu einem erhöhten Wartungsrisiko. Daher stellten langfristige PPAs keine zu bevorzugende Lösung für Windenergieanlagen mit auslaufendem

¹⁹ [Art. 86](#) des französischen Gesetzes Nr. 2013-175 vom 10. März 2023 zur Beschleunigung der Erzeugung erneuerbarer Energien [*Loi n°2013-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables*]. Für weitere Informationen, s. DFBEW 2023, Memo zum französischen Gesetz zur Beschleunigung der Erzeugung erneuerbarer Energien, ([Link zum Dokument](#)).

²⁰ Ministerium für Wirtschaft, Finanzen und industrielle und digitale Souveränität 2022, Einrichtung eines PPA-Garantiefonds für Industrieunternehmen, wenn diese durch erneuerbare Energien gestützt werden ([Pressemitteilung](#), auf Französisch).



Abnahmevertrag dar. Der Weiterbetrieb mithilfe eines PPA stehe außerdem dem Erreichen der EE-Ausbauziele nicht im Wege.

Schließlich äußerte die Referentin sich zur europäischen Strommarktreform. Der BDEW unterstütze die Reform und betrachte vor allem den Übergang zu Marktprämien nach CfD-Prinzip als große Chance. Sie befürworte die in der Reform enthaltenen Maßnahmen zur Förderung von PPAs, wie die Beseitigung von Barrieren, Garantiesysteme und Entwicklung grenzüberschreitender PPAs, und gehe davon aus, dass damit die Risiken gedeckt und kleinere Käufer geschützt werden können. Denn die in Deutschland stark verbreiteten KMUs schließen keine PPAs ab, da diese für kleine Unternehmen nicht genügend Sicherheit bieten. Die Reform könne hier vor allem auch eine Diversifizierung der Käuferstruktur ermöglichen. Ruth Brand-Schock geht davon aus, dass der Anteil der PPAs in Zukunft weiter steigen wird.

Pierre Chevalier, Leiter des Energiepreisrisikomanagements bei DB Energie, ging auf die Rolle seines Konzerns beim Weiterbetrieb von Windenergieanlagen ein. Er erläuterte, dass die EE-Strategie der Deutschen Bahn vorrangig auf den Abschluss von PPAs ausgerichtet sei. Dabei würden überwiegend Verträge mit kurzen Laufzeiten, zwischen einem und fünf Jahren, abgeschlossen, wobei Laufzeiten von ein bis zwei Jahren am häufigsten seien. Durch den Abschluss von Verträgen mit unterschiedlichen Strukturen und Technologien (Onshore, Offshore, PV) und geografischer Diversifizierung könnten die damit verbundenen Risiken besser gestreut werden.

Pierre Chevalier wies jedoch auch darauf hin, dass Windenergieanlagen jährlich bis zu 30 GWh erzeugen können, aber Züge allein 32 GWh pro Tag verbrauchen. 2022 stammten 61 % des von der DB bezogenen Stroms aus erneuerbaren Quellen, der größte Teil über PPAs. Zwar könne er die entsprechenden Geschäftsdaten nicht offenlegen, es handle sich jedoch um eine dreistellige MW-Zahl. Bis 2025 will die Deutsche Bahn ihre stationären Anlagen mit 100 % erneuerbarer Energie versorgen. Bei der Traktionsenergie werden 80 % für 2030 und 100 % für 2038 angestrebt.



[Link zur Audio-Aufzeichnung der Podiumsdiskussion](#)



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.

Wir bitten um Ihr Verständnis, dass wir im vorliegenden Text zur besseren Lesbarkeit für Personenbezeichnungen das generische Maskulinum verwendet haben. Mit dieser Form beziehen wir uns ausdrücklich auf Personen aller Geschlechter.