OFATE
DFBEW

KONFERENZZUSAMMENFASSUNG

Finanzierungsmodelle für Onshore-Windenergie-Projekte: Ausschreibungen oder Finanzierung ohne Förderung?

Konferenz vom 9. November 2022

23. März 2023

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

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:

MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
Liberté
Égalité
Fraternité

Zusammenfassung

Dieses Dokument enthält eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse der vom Deutsch-Französischen Büro für die Energiewende (DFBEW) am 9. November 2022 in Paris organisierten Konferenz zum Thema: „Finanzierungsmodelle für Onshore-Windenergie-Projekte: Ausschreibungen oder Finanzierung ohne Förderung?" (Link zum Programm der Konferenz). Mitglieder können alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen von der Website des DFBEW herunterladen. Die vorliegende Konferenzzusammenfassung enthält keine wörtliche Abschrift der Vorträge, sondern greift wesentliche Schwerpunktthemen auf.

Die Konferenz begann mit einem Überblick über die Finanzierung von Windenergieprojekten in Europa (I.1). Anschließend wurden die gesetzlichen Rahmen der Fördermechanismen für Windenergieprojekte in Frankreich (I.2) und Deutschland (I.3) vorgestellt. Im zweiten Konferenzteil standen Bürgerenergieprojekte in Deutschland (II.1) und die finanzielle Beteiligung von Bürgern an Windenergieprojekten in Frankreich im Vordergrund (II.2). Im Rahmen einer Podiumsdiskussion wurde erörtert, inwieweit sich die partizipative Finanzierung und Shared Governance als Geschäftsmodelle für Onshore-Windenergieanlagen durchsetzen können (II.3). In weiteren Vorträgen widmeten sich die Teilnehmenden den Perspektiven für Windparks nach Auslaufen der Abnahmeverträge (III.1) sowie dem Weiterbetrieb von aus der Förderung gefallenen Anlagen in Frankreich und Deutschland (III.2). Am Nachmittag gab es weitere Vorträge zu den Typologien und Potenzialen von *Corporate Power Purchase Agreements* (CPPAs) (IV.1) und zu deren regulatorischen Rahmenbedingungen (IV.2). Die Keynote befasste sich mit der Frage, ob sich Ausschreibungen für erneuerbare Energien durch Corporate PPAs ersetzen lassen (IV.3). Zum Abschluss folgte eine weitere Diskussionsrunde zu den Möglichkeiten der Finanzierung von Windparks außerhalb von Fördermechanismen (IV.4).

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.

Aus Gründen der Lesbarkeit wird im vorliegenden Dokument das generische Maskulinum verwendet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter. Wir danken für Ihr Verständnis.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 2
Disclaimer 3
Einführung 5
I. Gesetzlicher Rahmen der Fördermechanismen für Onshore-Windenergie-Projekte in Frankreich und Deutschland 7
I.1 Finanzierung von Windenergieprojekten in Europa 7
I.2 Fördermechanismen für Windenergieprojekte in Frankreich: Rechtsrahmen und aktuelle Entwicklungen 10
I.3 Fördermechanismen für Windenergieprojekte in Deutschland: Rechtsrahmen und aktuelle Entwicklungen 12
I.4 Preisbildungsstrategien im Rahmen der neuen Ausschreibungsperioden in Frankreich und Deutschland 14
II. Finanzierung von Windenergieprojekten durch Bürger und lokale Gebietskörperschaften 17
II.1 Bürgerenergieprojekte in Deutschland 17
II.2 Die finanzielle Beteiligung von Bürgern an Windenergieprojekten in Frankreich 19
II.3 Partizipative Finanzierung und *Shared Governance* als Geschäftsmodell für Onshore-Windenergieanlagen 21
III. Geschäftsmodelle für Windenergieprojekte nach Auslaufen von Abnahmeverträgen 23
III.1 Geschäftsmodelle für Windparks nach Auslaufen des Abnahmevertrags 23
III.2 Erfahrungen mit dem Weiterbetrieb von Windparks in Frankreich und Deutschland 25
IV. *Corporate Power Purchase Agreement* (CPPA): Erfahrungen und Perspektiven 26
IV.1 Typologien sowie kurz- und langfristige Potenziale von *Corporate* PPAs 26
IV.2 Regulatorischer Rahmen und praktische Erfahrungen mit *Corporate* PPAs 29
IV.3 Können *Corporate* PPAs für erneuerbare Energien Ausschreibungen ersetzen? 30
IV.4 Perspektiven für die Finanzierung von Onshore-Windparks außerhalb von Fördermechanismen 32

Einführung

Die am 9. November 2022 in Paris organisierte Konferenz wurde von Sven Rösner, dem Geschäftsführer des Deutsch-französischen Büros für die Energiewende (DFBEW), eröffnet. Nach dem Ende der Covid-Pandemie sei man nun mit dem Problem der Stromknappheit konfrontiert. Er erklärte, dass private Stromabnahmeverträge, sogenannte *Power Purchase Agreements (*PPAs), bei der Finanzierung der erneuerbaren Energien, insbesondere im Bereich der Windenergie an Land, eine immer wichtigere Rolle spielen.

Deutschland und Frankreich haben sich das Ziel gesetzt, in der ersten Hälfte dieses Jahrhunderts bis 2045 bzw. 2050 klimaneutral zu werden. Damit dies gelingt, ist ein enormer Zubau im Bereich der Onshore-Windenergie erforderlich. Im Rahmen des Osterpakets verpflichtet sich Deutschland, die bundesweit installierte Leistung im Bereich der Windenergie bis 2030 auf 115 GW zu erhöhen[1]. Auch Frankreich will gemäß der mehrjährigen Programmplanung für Energie (*Programmation pluriannuelle de l'énergie*, PPE) die installierte Kapazität bis 2023 auf 24,1 GW und bis 2028 auf einen Wert zwischen 33,2 und 34,7 GW steigern[2]. Erneuerbare Energien nehmen einen immer wichtigeren Platz ein und stellten sie 22,5 Prozent[3] der Nettostromerzeugung in Frankreich (Stand: 2021) und 46 Prozent[4] des Bruttostromverbrauchs in Deutschland (Stand 2022). 103 TWh[5] der Nettostromerzeugung in Deutschland entfiel 2022 auf die Onshore-Windenergie; in Frankreich waren es 2021 36,8 TWh[6]. Rösner war der Ansicht, dass die Windenergie, insbesondere vor dem Hintergrund des Kriegs in der Ukraine, für die Versorgungssicherheit eine große Relevanz hat. Er fragte sich jedoch, ob das „Goldene Zeitalter der Windenergie an Land" vorbei ist, da der Zubau trotz allem viel Zeit in Anspruch nimmt. Dies geht aus einem Bericht der Internationalen Energieagentur (IEA) hervor, der im September 2022 erschienen ist[7]. Darin schlussfolgert die IEA, dass 2022 zwar neue Rekorde beim Zubau der Kapazitäten im Bereich erneuerbare Energien erzielt worden seien, dass dies aber nicht ausreiche, um bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen, und daher andere Maßnahmen ergriffen werden müssen.

Die Finanzierung bleibt eine der wichtigsten Herausforderungen, die es zu meistern gilt, um die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Nettotreibhausgasminderung, die sich die Länder gesetzt haben, zu erreichen[8]. Rösner erinnerte jedoch daran, dass sowohl in Frankreich als auch in Deutschland die letzten Ausschreibungen unterzeichnet waren[9]. Zudem habe die französische Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) ihre Sorge zum Ausdruck gebracht, weil die im Rahmen früherer Ausschreibungen geschlossenen Abnahmeverträge immer häufiger vorzeitig gekündigt werden, wodurch dem Staat wichtige Einnahmen verloren gehen[10]. Zwar werden auch heute noch viele Windenergieprojekte über öffentliche Fördermechanismen finanziert, doch immer mehr Investoren suchen nach neuen Finanzierungsmöglichkeiten. Diese waren, ebenso wie die partizipative Finanzierung und PPAs, waren Gegenstand der Konferenz.

---

[1] Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Für nähere Informationen zum Osterpaket siehe: DFBEW (2022): Memo zum Osterpaket der Bundesregierung (Link zum Dokument, auf Französisch).
[2] Mehrjährige Programmplanung für Energie (*Programmation pluriannuelle de l'énergie*, PPE), 2019–2023 und 2024–2028 (Link zum Dokument, auf Französisch).
[3] Dies entspricht einem Rückgang um 24,2 Prozent im Vergleich zu 2020. Siehe: Französischer Übertragungsnetzbetreiber RTE (2022): *Bilan électrique 2021* [Energiebilanz 2021] (Link zur Website, auf Französisch).
[4] Agora Energiewende (2023): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022 (Link).
[5] Von insgesamt 551 TWh. Siehe: Agora Energiewende (2023): *op.cit.*
[6] Französischer Übertragungsnetzbetreiber (*Réseau de transport d'électricité*, RTE) (2022): *Bilan électrique 2021 : Production d'électricité d'origine éolienne* [Energiebilanz 2021: Windstromerzeugung] (Link zur Website, auf Französisch).
[7] Internationale Energieagentur (*International Energy Agency,* IEA) 2022, *Renewables: Energy system overview – More efforts needed* (Link, auf Englisch).
[8] Europäische Umweltagentur (2022): *Trends and projections in Europe 2022* (Link zur Website, auf Englisch).
[9] Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 12. Oktober 2022 die Ergebnisse der letzten Ausschreibungen, unter anderem auch für Onshore-Windenergie-Anlagen, veröffentlicht. Für die ausgeschriebene Menge von 1.320 MW wurden lediglich 87 Gebote mit einer Gebotsmenge von insgesamt 772 MW eingereicht, die allesamt bezuschlagt wurden (Link zur Pressemitteilung). In Frankreich wurden während der zweiten Ausschreibungsphase „PPE 2" bei einem ausgeschriebenen Volumen von 925 MW lediglich 18 Gebote für eine Leistung von insgesamt 337,15 MW eingereicht. 17 Vorhaben mit einer kumulierten Gebotsmenge von 293,95 MW haben den Zuschlag erhalten (Link zum Dokument, auf Französisch).
[10] Französische Regulierungsbehörde für Energie (CRE, 2022): *La CRE réévalue les charges de service public de l'énergie à compenser en 2023 – 32,7 Md€* [CRE rechnet für 2023 mit Mehrkosten von 32,7 Mrd. Euro im Energiebereich] (Link zum Dokument, auf Französisch).

Es wurden unter anderem folgende Fragestellungen besprochen:

- Wie gestaltet sich der Rechtsrahmen für Ausschreibungen in Deutschland und Frankreich?
- Inwieweit können sich partizipative Finanzierung und *Shared Governance* als Geschäftsmodelle für Onshore-Windenergieanlagen durchsetzen?
- Welche Geschäftsmodelle gibt es für Windparks nach Auslaufen des Abnahmevertrags?
- Welche Erfahrungen und Aussichten für CPPAs gibt es in Deutschland und Frankreich?
- Inwieweit können sich Windparks außerhalb von Fördermechanismen finanzieren?

I. Gesetzlicher Rahmen der Fördermechanismen für Onshore-Windenergie-Projekte in Frankreich und Deutschland

Die Konferenz begann mit einem Überblick über die Finanzierung von Windenergieprojekten in Europa (I.1). Im Anschluss gab es Vorträge zum Rechtsrahmen und zu den aktuellen Entwicklungen der Fördermechanismen in Frankreich (I.2) und Deutschland (I.3). Der erste Konferenzteil endete mit einer Betrachtung der Preisbildungsstrategien im Rahmen der neuen Ausschreibungsperioden in Deutschland und Frankreich (I.4).

I.1 Finanzierung von Windenergieprojekten in Europa

Vortrag:
Überblick über die Finanzierung von Windenergieprojekten in Europa: Akteure, Strukturen, Strompreise
- Alexandra Bonanni, Abteilungsleiterin Energie und Utilities, Capgemini

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

Alexandra Bonanni, Leiterin des Strategielabors Energie und Utilities beim Beratungsunternehmen Capgemini, gab einen Überblick über die Finanzierung von Windenergieprojekten in Europa. Dabei ist sie zunächst auf den Plan *REPowerEU*[11] eingegangen, der am 18. Mai 2022 von der Europäischen Kommission vorgestellt wurde, mit dem insbesondere einige im Gesetzespaket *Fit for 55* vom 14. Juli 2021 formulierte Ziele noch einmal verschärft wurden[12]. Wie in Abbildung 1 gezeigt, soll ***REPowerEU* die Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energien bis 2030 auf 1.236 GW erhöhen.** Dies entspricht nahezu einer Verdopplung der 2020 installierten Kapazitäten. Die Rednerin erinnerte daran, dass einige Länder, darunter Frankreich, Belgien und Polen, bereits mit den ursprünglichen Zielen im Rückstand seien.

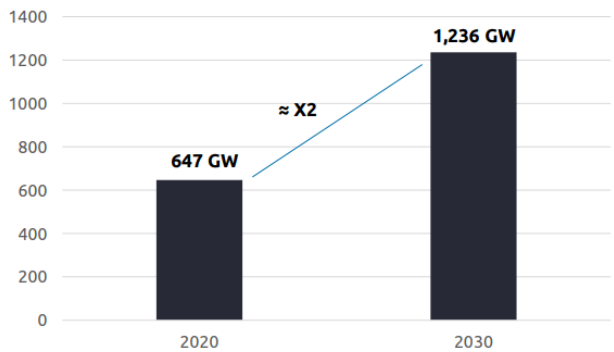

Abbildung 1: Entwicklung der Zielvorgaben für die installierte Kapazität im Rahmen des REPowerEU-Programms. Quelle: Alexandra Bonnani, Capgemini.

Bonanni ist anschließend auf eine Studie von WindEurope[13] eingegangen, derzufolge **zwischen 2022 und 2026 in Europa neue Windparks mit einer kumulierten Gesamtleistung von 116 GW entstehen sollen**. Dies entspricht einem Zubau von **im Schnitt 23 GW pro Jahr**, was der Rednerin zufolge nicht ausreiche, um den Anteil der erneuerbaren

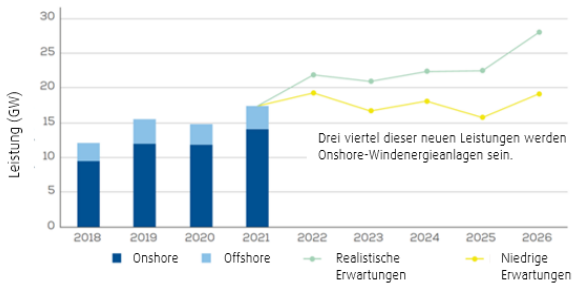

Abbildung 2: Prognosen zur installierten Onshore- und Offshore-Windenergie-Kapazität zwischen 2022 und 2026 in Europa. Quelle: Alexandra Bonnani, Capgemini. Übersetzung: DFBEW.

[11] REPowerEU soll die Abhängigkeit der Europäischen Union von fossilen Brennstoffen aus Russland rasch verringern, indem der Übergang zu sauberen Energien beschleunigt wird (Link zur Mitteilung der Kommission, Link zum Plan *REPowerEU*).
[12] Europäische Kommission (2021): „Fit für 55": auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030 (Link).
[13] WindEurope (2022): *Wind energy in Europe 2021 – Statistics and the outlook for 2022-2026*, (Link zur Website, auf Englisch).

Energien am Strommix bis 2030 auf 40 Prozent zu erhöhen[14]. Gemäß der angegebenen Studie **müssten die Länder zwischen 2022 und 2030 im Schnitt 32 GW jährlich zubauen, damit das Ziel erreicht werden kann** (vgl. Abbildung 2). Frankreich will im Einklang mit der mehrjährigen Programmplanung für Energie (PPE) die installierte Kapazität im Bereich Onshore-Windenergie bis 2023 auf 24,1 GW und bis 2028 auf 33,2 bis 34,7 GW erhöhen. Bonanni schätzte, dass Frankreich bei Beibehaltung des aktuellen Zubautempos bis 2027 eine installierte Kapazität von 27 GW erreichen könne[15]. Neben der Freigabe der nötigen Mittel sei es vor allem nötig, Anreize zu schaffen, um die Attraktivität der Branche zu erhöhen und damit Investitionen zu fördern.

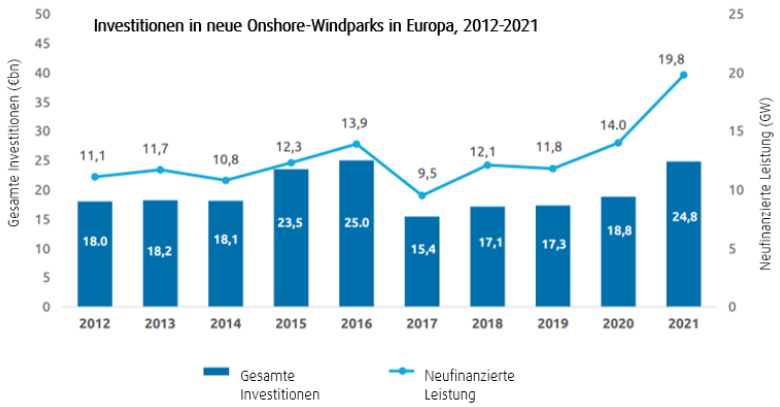

Abbildung 3: Investitionen in neue Onshore-Windparks in Europa im Zeitraum 2012–2021. Quelle: Alexandra Bonnani, Capgemini. Übersetzung: DFBEW.

Im letzten Jahrzehnt habe die Finanzierung neuer Kapazitäten zugenommen, was laut Bonanni zu großen Teilen dem Rückgang der Investitionsausgaben (*Capital expenditure*, CAPEX) zuzuschreiben sei. So seien 2021 beispielsweise **24,8 Milliarden Euro investiert worden, um 19,8 GW zusätzliche Leistung in Europa zu installieren** (vgl. Abbildung 3). Die durchschnittlichen Investitionsausgaben pro Megawatt neuer Windenergiekapazität belaufen sich auf 1,3 Millionen Euro und sind damit der Rednerin zufolge niedriger als je zuvor.

Trotz dieser positiven Entwicklung schlussfolgerte Bonnani, dass dies nicht ausreiche, um die Ziele zum Ausbau der Windenergie an Land zu erreichen. Die Rednerin war der Ansicht, dass der beträchtliche und nicht vorhergesehene Rückgang der Stromgestehungskosten (*levelized cost of energy*, LCOE) vor dem Hintergrund einer zweistelligen Inflationsrate für Rohstoffe große Probleme für die CAPEX mit sich bringen könnte. Hinzu komme, dass die vier größten Investoren im Bereich der erneuerbaren Energien - beziehungsweise. acht bis 2030 – zwar in der Lage seien, kapitalintensive Projekte zu bestreiten, dies aber nicht ausreiche, um den gesamten erforderlichen Zubau zu finanzieren. Schließlich hat Bonnani darauf hingewiesen, dass die Vorgabe, die CAPEX bereits beim Start eines Vorhabens gesichert zu haben, Investitionen ausbremse.

[14] Im Einklang mit dem Ziel, das in der überarbeiten Richtlinie (EU) im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbare-Energien-Richtlinie, *Renewable Energy Directive,* RED II) niedergeschrieben ist. Im Zuge der Kommunikation zu *REPowerEU* hat die Kommission vorgeschlagen, dieses Ziel nun auf 45 Prozent anzuheben. Dieser Vorschlag wurde am 14. September 2022 von den Abgeordneten des EU-Parlaments angenommen (Link zur Pressemitteilung). Die Mitgliedstaaten müssen sich in diesem Punkt noch einigen.

[15] Für die Offshore-Windenergie würden laut Alexandra Bonnani 2023 keine neuen Kapazitäten hinzukommen. Die Gesamtkapazität belief sich laut den Daten von France Énergie Éolienne 2022/Observatoire de l'éolien 2022 auf 1,5 GW; angestrebt seien laut PPE 2,4 GW (Link, auf Französisch).

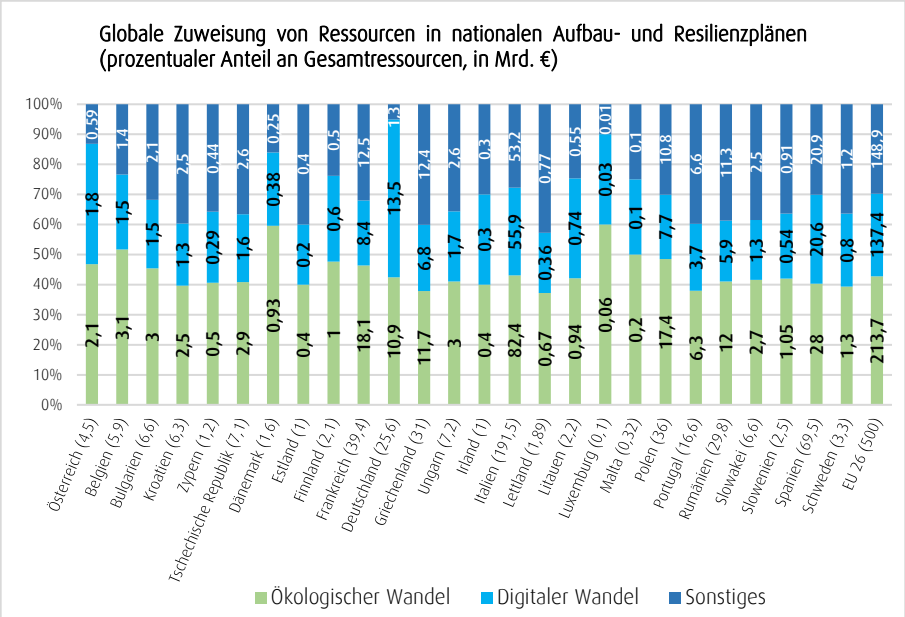

Abbildung 4: Allgemeine Zuweisung von Ressourcen in nationalen Aufbau- und Resilienzplänen. Quelle: Bruegel (2022), Alexandra Bonnani, Capgemini. Übersetzung: DFBEW.

Die Rednerin hat anschließend einen Überblick über die von der Europäischen Kommission im Bereich der Mittelfreigabe ergriffenen Maßnahmen gegeben. Sie erklärte, dass die Europäische Kommission hohe Beträge zur Finanzierung der erneuerbaren Energien in Form von **Darlehen** und **Beihilfen** bereitstelle[16]. Auch die EU-Mitgliedstaaten haben im Rahmen ihrer **nationalen Aufbau- und Resilienzpläne beträchtliche Mittel freigegeben**, um erneuerbare Energien noch attraktiver zu machen (vgl. Abbildung 4).

Alexandra Bonanni hat auch daran erinnert, dass neben den Mitteln, die im Rahmen des Europäischen Aufbauplans (vgl. Abbildung 4) oder für wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse (*Important Project of Common European Interest*, IPCEI)[17] bereitgestellt werden, auch spezifische nationale Mechanismen hinzukommen, mit denen die Attraktivität gesteigert und Investitionen gesichert werden sollen, darunter:

- Einspeisevergütungen (*feed-in tariffs*, FIT)
- Differenzkontrakte (*Contract for difference*, CfD) oder Referenzpreise
- *Power Purchase Agreements* (PPAs)
- Ausschreibungen
- Darlehen und Obligationen
- Steuervorteile und Steuerbefreiungen
- gezielte Ausweisung von Flächen für den Ausbau der Windenergie[18]

Die Rednerin hat betont, dass es trotz der Entwicklung bei der Mittelbereitstellung **Hürden beim Ausbau der Windenergie gibt**. Diese betreffen drei verschiedene Faktoren:

- **Kosten:**
  - direkte Auswirkungen der gestiegenen Rohstoffpreise (Verdopplung binnen eines Jahres) auf die CAPEX
  - Probleme in der weltweiten Zulieferkette

[16] Die Europäische Kommission hat 2020 *NextGenerationEU* aufgelegt, einen Aufbauplan für Europa, der den Mitgliedstaaten dabei helfen soll, die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Folgen der Covid-Pandemie abzumildern. Insgesamt werden den verschiedenen Programmen der Europäischen Union, wie Horizont Europa (*Horizon Europe*), dem Fonds für einen gerechten Übergang (*Just Transition Fund*) oder auch der Aufbau- und Resilienzfazilität (*Recovery and Resilience Facility*), Mittel in Höhe von insgesamt 750 Milliarden Euro bereitgestellt. Die ARF dient in erster Linie dazu, den ökologischen und digitalen Wandel der Mitgliedstaaten in Form von Darlehen und Beihilfen zu unterstützen. Der Europäische Aufbauplan schreibt vor, dass mindestens 37 Prozent der Ausgaben für den Klimaschutz vorzusehen sind. Um diese Mittel in Anspruch nehmen zu können, müssen die Mitgliedstaaten der Europäischen Union detaillierte Pläne zur Verwendung der Mittel übermitteln. Siehe: Europäische Kommission (2020): Europäischer Aufbauplan (Link zur Website). Für nähere Informationen zu Frankreich siehe: Französischer Aufbau- und Resilienzplan (*Plan national de relance et de résilience*, auf Französisch). Für nähere Informationen zu Deutschland siehe: Deutscher Aufbau- und Resilienzplan (Link).

[17] Europäische Kommission, *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI) (Link zur Website, auf Englisch).

[18] Wie in Deutschland mit dem neuen Gesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land (Wind-an-Land-Gesetz, Link). Siehe: Bundesregierung (2022): Mehr Windenergie für Deutschland (Link zur Website).

- Risiken in Bezug auf die erwartete Vergütung
- **Rechtsverfahren**: Engpässe bei der Erteilung von Genehmigungen. Bonnani hat am Beispiel Frankreich gezeigt, dass Onshore-Windenergie-Vorhaben mit einer kumulierten Leistung von 4,5 GW aus rein bürokratischen Gründen blockiert wurden[19].
- **Lokale Akzeptanz**: Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien werden aufgrund fehlender lokaler Akzeptanz stärker verzögert.
- **Arbeitskräfte**: In Frankreich ergeben sich hohe Kosten für Arbeitskräfte und lokale Subunternehmer. Die Rednerin schilderte, dass Frankreich anstrebe, jedes Projekt zu 10 Prozent an französische Subunternehmer zu vergeben, bis zum dritten oder vierten Rang hinab. Dieser Faktor werde seitens der Investoren bereits überprüft.
- **Infrastrukturen**: Das Netz müsse modernisiert werden, um eine variable Einspeisung zu ermöglichen. So lassen sich fluktuierende Kapazitäten nicht einspeisen, ohne Probleme hinsichtlich der Netzstabilität zu verursachen. Daraus folge, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht ohne Anpassung des Netzes erfolgen kann.

I.2 Fördermechanismen für Windenergieprojekte in Frankreich: Rechtsrahmen und aktuelle Entwicklungen

Vortrag:
Fördermechanismen für Windenergieprojekte in Frankreich: Rechtsrahmen und aktuelle Entwicklungen
- Violaine Tarizzo, Stellvertretende Referatsleiterin Erneuerbare Energien, Ministerium für den energetischen Wandel (MTE)

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

Violaine Tarizzo, stellvertretende Referatsleiterin Erneuerbare Energien beim französischen Ministerium für den energetischen Wandel (*Ministère de la Transition énergétique*, MTE), ist zunächst auf die Ziele eingegangen, die sich Frankreich im Rahmen der mehrjährigen Programmplanung für Energie (*Programmation pluriannuelle de l'énergie*, PPE) für den Ausbau der Onshore-Windenergie gesetzt hat[20]. So soll die installierte Kapazität bis 2028 im Vergleich zum Juni 2022 quasi verdoppelt werden: **auf einen Wert von nahezu 34 GW**. Violaine Tarizzo erläuterte anschließend die beiden wichtigsten Förderwerkzeuge, mit denen dieses Ziel erreicht werden soll:

- **Tariferlass**: Dieser ist kleinen Projekten vorbehalten, damit sie ohne Teilnahme an einer Ausschreibung von einer Einspeisevergütung profitieren können. Er gilt für genehmigte Windparks, die sich aus **höchstens sechs Turbinen** mit einer **maximalen installierten Leistung von je 3 MW zusammensetzen**. Der Erlass führt zudem eine neue Regel ein, derzufolge zwei Windparks, die von dieser Förderung profitieren wollen, **mindestens 1.500 Meter Abstand zueinander haben müssen**. Diese Regel entfalle, wenn keinerlei Verbindung zwischen beiden Parks besteht[21]. Violaine Tarizzo sprach anschließend über die infolge des neuen Tariferlasses vom 27. April 2022 zum 1. Juli 2022 in Kraft getretenen Änderungen[22]. So wurde der Rednerin zufolge insbesondere der Anwendungsbereich des Tariferlasses in seiner neuesten Fassung beträchtlich beschnitten. Von nun an

[19] France Énergie Éolienne (2022): *Observatoire de l'éolien 2022* [Monitoring der Windenergie 2022] (Link zum Dokument, auf Französisch).
[20] Mehrjährige Programmplanung für Energie (*Programmation pluriannuelle de l'énergie*, PPE), 2019–2028 (Link, auf Französisch).
[21] Violaine Tarizzo erklärte, dass sich so insbesondere vermeiden lasse, dass ein Windpark mit 12 Turbinen mit einer maximalen installierten Leistung von je 3 MW in zwei Windparks zu je sechs Turbinen aufgeteilt wird, um doppelt von der Einspeisevergütung per Erlass zu profitieren.
[22] Erlass zur Änderung des Tariferlasses zur Festlegung der Bedingungen zur Gewährung der französischen Marktprämie für Onshore-Windenergie für Parks mit maximal sechs Windenergieanlagen (Link).

müsse ein Vorhaben zusätzlich zu den vorgenannten Bedingungen eine **Bürgerbeteiligung (*dimension citoyenne*) umfassen**[23] oder **aus Turbinen zusammengesetzt sein, die aufgrund von Auflagen der militärischen und zivilen Luftfahrt über eine beschränkte Höhe verfügen.**

- **Ausschreibung**: Dieser ist größeren Projekten vorbehalten. Dieses Verfahren gilt für **Windparks mit mehr als sechs Turbinen** oder **Windparks mit sechs oder weniger Turbinen, deren Anlagenleistung über 3 MW liegt** und die daher nicht unter den Tariferlass fallen. Auch Windparks mit sechs Turbinen oder weniger, die zwar eine installierte Leistung von jeweils 3 MW nicht übersteigen, aber nicht mindestens 1.500 Meter von einem vom Tariferlass profitierenden Windpark entfernt liegen, müssen an Ausschreibungen teilnehmen. Lediglich Vorhaben, die bereits genehmigt wurden, dürfen an Ausschreibungen teilnehmen. Im Vergleich zum Tariferlass gehe es laut Violaine Tarizzo hier nicht darum, eine Vergütung zu beantragen, für die die Zulassungsbedingungen erfüllt sind, sondern um einen Wettbewerb verschiedener Vorhaben. Das einzige Zuschlagskriterium bei Ausschreibungen ist der Preis. Die französische Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de régulation de l'énergie*, CRE) veröffentlicht ein Lastenheft, mit dem sie eine im Voraus im Einklang mit den Zielsetzungen der PPE festgelegte Leistung ausschreibt. Die CRE bewertet die eingegangenen Gebote und sortiert diese nach aufsteigendem Preis[24]. Diejenigen Windparks, die die höchste Vergütung verlangen, können nicht bezuschlagt werden. Das französische Energieministerium benennt die Zuschlagsempfänger, die von einer Marktprämie im Rahmen eines CfDs profitieren. Bürgerenergieprojekte werden in Ausschreibungen bevorzugt behandelt: Laut dem für die neue Ausschreibungperiode (PPE2) erarbeiteten Lastenheft[25] **werden Bürgerenergieprojekten im Zuge der Bewertung zusätzliche Punkte**[26] **zugewiesen**. So entfallen von der Gesamtnote von 100 Punkten bis zu 95 Punkte auf die preisliche Bewertung und bis zu 5 Punkte auf Kritierien bezüglich der Bürgerbeteiligung. Projekte mit Bürgerbeteiligung können somit einen höheren Tarif fordern als andere, um den durch die Bürgerbeteiligung entstehenden zusätzlichen Kosten Rechnung zu tragen, wobei das Ziel der Rednerin zufolge darin liegt, den Ausbau solcher Vorhaben zu fördern und die Bevölkerung noch stärker in Windenergieprojekte einzubinden.

Beide Fördermechanismen seien Systeme, die mit einer Marktprämie arbeiten. Liegt der Marktpreis unter dem vereinbarten Referenztarif, erstattet der Staat dem Stromerzeuger die Differenz. Liegt der Marktpreis hingegen über der vereinbarten Vergütung, hat der Stromerzeuger den eingenommenen Überschuss an den Staat zurückzuzahlen[27].

Zum Abschluss ihres Vortrags erläuterte Violaine Tarizzo, dass die Modalitäten für die Ausschreibungen in einer Situation mit normalen Marktpreisen und niedriger Inflationsrate festgelegt wurden. Sie ist der Ansicht, dass diese daher auf die aktuelle wirtschaftliche Situation nicht zugeschnitten sind. Sie stellte die Maßnahmen vor, die ergriffen wurden, damit Windparks die derzeit schwierige wirtschaftliche Situation bewältigen können. Hierzu zählen:

- Einführung einer zusätzlichen Frist vor Aktivierung des CfD und der **Möglichkeit für Zuschlagsempfänger, den von ihnen erzeugten Strom** für Anlagen, die zwischen dem 1. September 2022 und dem 31. Dezember 2024 in Betrieb genommen werden, **vor der Aktivierung des CfD am Markt zu verkaufen**[28]
- **Möglichkeit, die Leistung der Anlage vor der Aktivierung des CfD zu erhöhen**[29]

[23] Unter einem Bürgerprojekt (*projet citoyen*) versteht man ein Vorhaben, an dem mindestens 50 lokale Gemeinschaften sowie Bürger beteiligt sind, die mindestens 51 Prozent des Eigenkapitals und 51 Prozent der Stimmrechte halten. Beim Stromerzeuger kann es sich auch um eine Gebietskörperschaft, einen Zusammenschluss von Gebietskörperschaften oder um eine Genossenschaft handeln.
[24] Für den Zeitraum 2022–2026 legt die PPE ein Gebotsvolumen von 1.850 MW (ohne Repowering) vor, das auf zwei Ausschreibungsrunden pro Jahr aufgeteilt wird. Tarizzo schilderte, dass es sich dabei um große Volumina handelt, und betonte, dass die Ausschreibungen – wie auch in Deutschland – derzeit unterzeichnet sind (auf Französisch).
[25] Siehe das Lastenheft für Ausschreibungen zum Bau und Betrieb von Windenergieanlagen an Land – Ausschreibung „PPE2" (auf Französisch).
[26] In der vorangegangenen Ausschreibungsrunde („CRE 4"), die Mitte 2021 zu Ende gegangen ist, erhielten bezuschlagte Projekte mit Bürgerbeteiligung noch eine Bonuszahlung. Diese belief sich auf einen Betrag zwischen 1 und 3 €/MWh zusätzlich zur beantragten Einspeisevergütung (Link zum Lastenheft der vorangegangenen Ausschreibung, auf Französisch).
[27] Man spricht hier daher von einer negativen Marktprämie.
[28] Siehe geänderte Stellungnahme vom 30. August 2022 (auf Französisch).
[29] Ebenda.

Seit der Konferenz wurden zudem folgende Maßnahmen eingeleitet:

- **Indizierung des Vergütungssatzes an die Inflation** für Windparks mit weniger als sechs Turbinen zwischen dem Datum der Bezuschlagung und dem Datum des Vertragsbeginns[30]
- Für künftige Ausschreibungen: **Indizierung des Vergütungssatzes an die Inflation** zwischen dem Datum des Erhalts des Marktprämienvertrags und dem 12. Monat vor der Aktivierung des CfD für die unter den Ausschreibungsmechanismus fallenden Windparks, mit dem Ziel, einem Kostenanstieg in diesem Zeitraum Rechnung zu tragen[31]

I.3 Fördermechanismen für Windenergieprojekte in Deutschland: Rechtsrahmen und aktuelle Entwicklungen

Vortrag:
Fördermechanismen für Windenergieprojekte: Rechtsrahmen und aktuelle Entwicklungen – Erfahrungsbericht aus Nordrhein-Westfalen
- Julian Rosin, Referent, Referat Erneuerbare Energien, Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE)

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

Julian Rosin, Referent im Referat Erneuerbare Energien beim Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE) hat einen Überblick über die gesetzlichen Rahmenbedingungen und aktuellen Entwicklungen der Fördermechanismen für Windenergieprojekte in Deutschland gegeben. Anschließend ist er auf die Situation in Nordrhein-Westfalen eingegangen.

Julian Rosin schildert, dass Deutschland im November 2022 über **28.378 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 57.204 MW** verfüge. Diese erzeugten im Jahr 2021 117 TWh Strom, was zwischen 20 und 25 Prozent der Bruttostromerzeugung Deutschlands entspricht. Onshore- und Offshore-Windenergie mache zwar den größten Anteil der Stromerzeugung in Deutschland aus[32], der Ausbau der Windenergie an Land verlaufe dennoch nicht so schnell wie vorgesehen. Er ist auf die auf die bundesweite Beschleunigungsdynamik eingegangen, die mit dem Osterpaket und den neuen im Sommer 2022 verkündeten Gesetzen[33] ausgelöst wurde. Das Ziel bestehe darin, den Windenergieausbau durch ein Bündel an Maßnahmen zu beschleunigen, das folgende Bereiche abdeckt: finanzielle Rahmenbedingungen, Flächenbereitstellung, Beschleunigung von Genehmigungsverfahren, Artenschutz oder auch Berücksichtigung der Belange der militärischen Luftsicherung und des zivilen Luftverkehrs.

Rosin ist anschließend auf den Rechtsrahmen für die Finanzierung der Onshore-Windenergie eingegangen, deren Basis das **Erneuerbare-Energien-Gesetz** (EEG)[34] bildet. Die letzte Novelle dieses Gesetzes ist am 1. Januar 2023 in Kraft getreten. Die öffentliche Förderung der Windenergie begann 2000 über eine garantierte Abnahme und eine feste Einspeisevergütung pro kWh, die dieser Branche laut dem Redner den Eintritt auf den Markt ermöglicht hat. Seitdem wurden Anpassungen vorgenommen. Laut Rosin brachte das Jahr 2017 einen Paradigmenwechsel bei der Förderung

[30] Gemäß dem französischen Erlass vom 29. Dezember 2022 zur Änderung des französischen Erlasses vom 6. Mai 2017 zur Festlegung der Voraussetzungen der Marktprämie für Windparks mit höchstens sechs Turbinen (Link zum Erlass, auf Französisch).
[31] Siehe das Lastenheft (auf Französisch) *op.cit.*
[32] Gemäß den Daten eines im Januar 2023 von Agora Energiewende veröffentlichten Berichts machten die Onshore-Windenergie und die Offshore-Windenergie im Jahr 2022 18 bzw. 5 Prozent der Nettostromerzeugung in Deutschland aus. Siehe: Agora Energiewende (2023): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022 (Link).
[33] Für nähere Details zum Osterpaket siehe: DFBEW (Juni 2022): Memo zum Osterpaket der Bundesregierung (Link zum Dokument, auf Französisch).
[34] Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

mit sich. Seitdem gibt es Ausschreibungen für Onshore-Windenergie-Vorhaben in Deutschland, die jährliche Förderungshöchstmengen für den Ausbau neuer Stromerzeugungskapazitäten vorsahen.

Rosin ging detailliert auf die Funktionsweise der Vergütung im Rahmen der Ausschreibungen ein. Die wichtigste Form der Vergütung sei die **geförderte Direktvermarktung**. In diesem Modell vermarkte der Betreiber der Anlage den erzeugten Strom selbst und erhält dafür zusätzlich zum auf dem Markt erzielten Strompreis eine Marktprämie ausgezahlt. Im Gegensatz zu dem in Frankreich geltenden Pendant (*complément de rémunération*) **kann die deutsche Marktprämie nicht negativ sein.** Die Marktprämie wird kalendermonatlich auf Basis des bei der Ausschreibung angelegten Werts und dem monatlichen Marktwert der betreffenden Energieform errechnet. Im Rahmen der Windenergie gelte das Gebotspreisverfahren (*Pay-as-Bid*), der Zuschlagswert entspricht dem vom Bieter im Gebot angegebenen Wert. Dieses Verfahren wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) gesteuert. Das EEG legt die Höchstmengen und Fristen für die jährlichen Ausschreibungen fest. Damit die neuen Ziele erreicht werden, wurde mit dem EEG 2023 das über Ausschreibungen vergebene Volumen erhöht[35]. Laut Rosin ist es wahrscheinlich, dass nicht das gesamte Volumen vergeben werde. Der **Trend bei den Ausschreibungen gehe aktuell in Richtung der Unterzeichung geht[36].**

Nachdem Rosin auf den bundesweiten Rechtsrahmen eingegangen war, konzentrierte er sich auf das Bundesland Nordrhein-Westfalen, das zum 30. September 2022 **über etwas mehr als 3.600 Anlagen mit einer installierten Kapazität von insgesamt 6.589 MW** verfügte. Nordrhein-Westfalen gehöre – hinter Niedersachsen, Brandenburg und Schleswig-Holstein – zu den Bundesländern mit dem höchsten Zubau an Onshore-Windenergie[37]. Dennoch ging Rosin davon aus, dass das Zubautempo zu gering sei, um die ehrgeizigen Ziele zum Ausbau der Onshore-Windenergie zu erreichen. Er wies darauf hin, dass sich die neue Landesregierung von Nordrhein-Westfalen das Ziel gesetzt habe, **im Laufe der nächsten fünf Jahre 1.000 neue Windenergieanlagen zu bauen[38].**

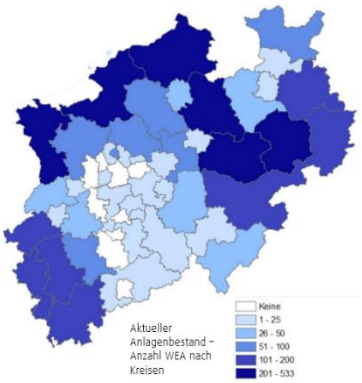

Abbildung 5: Aktuelle Verteilung der Windenergieanlagen in Nordrhein-Westfalen. Quelle: Julian Rosin, MWIKE. Übersetzung: DFBEW.

Dieses neue Ziel sei laut Rosin eine relativ große Herausforderung für das Bundesland Nordrhein-Westfalen. Gemäß einer Potenzialstudie[39] werden die neuen Windenergieanlagen vorrangig in Regionen gebaut, in denen bereits eine große Sättigung erreicht ist (vgl. Abbildung 5). Das Gebiet werde dem Redner zufolge mit Konflikten bei der Flächenverfügbarkeit, dem Artenschutz und der sozialen Akzeptanz konfrontiert sein. Hinzu komme noch die Herausforderung, die Genehmigungsverfahren straffen zu müssen[40].

Zum Abschluss ist Julian Rosin auf weitere Herausforderungen eingegangen, mit denen die Windenergie an Land in Deutschland konfrontiert sei:

- **Anstieg der Zinsen** von 1 Prozent im Jahr 2021 auf 4–5 Prozent im November 2022 ohne Inflationsausgleichsmechanismus im EEG

[35] Ab 2023 wird es pro Jahr vier Ausschreibungstermine geben, wobei das Gebotsvolumen im Jahr 2023 bei 12.840 MW liegt und sich danach zwischen 2024 und 2028 auf je 10.000 MW beläuft.
[36] In der letzten Ausschreibungsperiode von 2022 wurden bei einer ausgeschriebenen Menge von 1.320 MW 87 Gebote mit einer Gebotsmenge von 773 MW eingereicht (Link zur Pressemitteilung). Um diese Situation zu bereinigen, wurde die BNetzA ermächtigt, die Gebotshöchstwerte bei den Ausschreibungen um 25 Prozent (im Vergleich zu 10 Prozent davor) zu erhöhen (Link zur Pressemitteilung).
[37] Deutsche Windguard (2022): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Erstes Halbjahr 2022 (Link).
[38] Die Landesregierung hat hierfür eine Task-Force zum beschleunigten Ausbau der Windenergie eingerichtet (Link zur Pressemitteilung).
[39] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (2022): Potenzial Studie Windenergie (Link).
[40] Rosin zufolge vergehen von der Idee bis zur Errichtung einer Anlage im Schnitt zwischen fünf und sieben Jahre.

- **Preisanstieg** um 30 bis 50 Prozent bei den Kosten für Materialien und Rohstoffe sowie Probleme in der Produktionskette
- **Fehlende Anpassung der EEG-Tarife**, die nicht länger ausreichen, um die Bankfinanzierung angesichts der seit der Bezuschlagung stark gestiegenen Kosten sicherzustellen

Der Reder erläuterte schließlich, mit welchen Lösungen auf Bundesebene diese Herausforderungen gemeistert werden sollen:

- **Erhöhung des Gebotshöchstwertes in Ausschreibungen**[41]
- **Indizierung der betroffenen Gebote** in Abhängigkeit vom Anstieg der Materialkosten und Inflationsrate
- **Senkung der aktuellen Zinssätze** über Förderprogramme für Windenergieanlagen, die von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) gewährt werden
- **Einrichtung von Staatsbürgschaften** zur Verringerung des Risikos für Partner von Windparkprojekten

I.4 Preisbildungsstrategien im Rahmen der neuen Ausschreibungsperioden in Frankreich und Deutschland

Vortrag:
Preisbildungsstrategien im Rahmen der neuen Ausschreibungsperioden in Frankreich und Deutschland
- Ivo Schmidt-Sierra, Consultant im Onshore-Wind, Enervis

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

Den erste Themenblock der Konferenz schloss Ivo Schmidt-Sierre, Consultant im Bereich Onshore-Wind beim Beratungsunternehmen Enervis. Er widmete sich in seinem Vortrag den Preisbildungsstrategien im Kontext neuer Ausschreibungsperioden in Frankreich und Deutschland. Hierfür ist er zunächst auf die Ergebnisse der letzten Ausschreibungen eingegangen, bevor er einen Ausblick auf die künftigen Ausschreibungen wagte.

Ergebnisse vorangegangener Ausschreibungen und historische Entwicklungen:

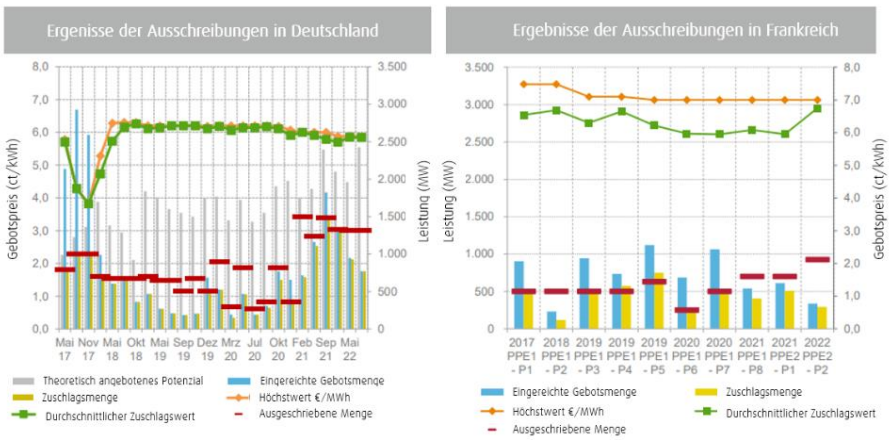

Abbildung 6: Ergebnisse der Ausschreibungen in Deutschland und Frankreich zwischen 2017 und 2022. Quelle: Ivo Schmidt-Sierra, Enervis. Übersetzung: DFBEW.

Die **Ergebnisse der Ausschreibungen in Deutschland** (vgl. Abbildung 6) im Jahr 2017 zeigten eine starke Überzeichnung dieser Runden. So profitierten Bürgerenergieprojekte bis 2018 von einer bevorzugten Behandlung[42]. Nach einem starken Anstieg der ausgeschriebenen Gebotsvolumina und einer Erholungsphase sei **Deutschland nun mit einer starken Unterzeichnung konfrontiert**, auf die bereits der Vorredner Julian Rosin eingegangen war (I.3).

[41] Diese Maßnahme wurde nach der Konferenz umgesetzt (Link zur Pressemitteilung).
[42] Siehe den Newsletter des DFBEW vom Februar 2018.

Schmidt-Sierra erläuterte, dass sich **die Situation in Frankreich anders gestalte**. So werde dort ein geringeres Gebotsvolumen ausgeschrieben als in Deutschland und dieses sei auch nicht so stark unterzeichnet. Zudem scheinen sich der Höchstgebotswert und der mittlere Zuschlagswert in den sogenannten „PPE2"-Ausschreibungen[43] anzunähern, während sie in Deutschland schon immer nah beieinander gelegen haben. Ein Anstieg der ausgeschriebenen Volumina sei jedoch in beiden Ländern vorgesehen: mit nahezu 13 GW im Jahr 2023 und dann 10 GW pro Jahr zwischen 2024 und 2028 für Deutschland beziehungsweise 1.850 MW pro Jahr zwischen 2022 und 2026 für Frankreich.

Schmidt-Sierra ist anschließend auf aktuelle Faktoren eingegangen, die sich auf die Gebotspreise in Frankreich und Deutschland auswirken:

- Anstieg der durchschnittlichen Marktwerte um mehr als das Doppelte
- Erhöhung der CAPEX um etwa 30 Prozent
- Deckelung der Großhandelspreise für Strom (Strompreisbremse)

Dem Redner zufolge führt die Erhöhung der Marktwerte zu einer Senkung der Gebotspreise; die Erhöhung der Kapital- und Rohstoffkosten hat den gegenteiligen Effekt. Die Deckelung der Strompreise verstärke die Unsicherheiten für die an Ausschreibungen teilnehmenden Bieter.

<u>Ausblick auf künftige Ausschreibungen:</u>

Schmidt-Sierra hat anschließend das von Enervis entwickelte Auktionsmodell zur Bewertung der kommenden Ausschreibungen vorgestellt. Mithilfe der verwendeten Daten lässt sich in Abhängigkeit von der (erwarteten) Anzahl der an der Ausschreibung teilnehmenden Anlagen und dem Gebotspreis **die quantitative Struktur der Ausschreibungen** modellieren. Schmidt-Sierrabetonte, dass das Modell auch strategische Gebotspreisaufschläge berücksichtigt. Das Modell, das sich auf die Enervis vorliegenden Daten zu Anlagenstandorten und zur Windgeschwindigkeit stütze, ermögliche es, das Mengenpotenzial und die Zielrendite der kommenden Ausschreibungen zu bestimmen, um so die Gebotspreiskurve zu bilden.
Bei der Bestimmung der Preisstruktur lassen sich laut Schmidt-Sierra drei verschiedene Szenarien unterscheiden:

- **Szenario A**: Unterzeichnung des ausgeschriebenen Gebotsvolumens
- **Szenario B**: Zeichnung nahe des ausgeschriebenen Volumens mit erhöhten Preisen. Dieses Szenario lässt sich laut Redner am schwersten prognostizieren.
- **Szenario C**: Überzeichnung des ausgeschriebenen Volumens. Dieses Szenario zeichnet sich durch eine Vielzahl an Anlagen und durch sehr niedrige Preise aus.

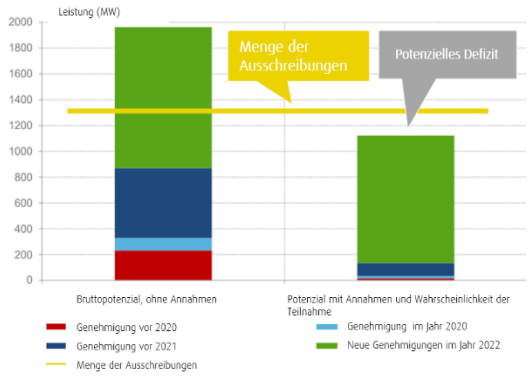

Abbildung 7: Modell zur Reduzierung der angebotenen Mengen. Quelle: Ivo Schmidt-Sierra, Enervis. Übersetzung: DFBEW.

Um die Menge der an künftigen Ausschreibungen teilnehmenden Anlagen zu bestimmen, muss das Rohpotenzial um die Teilnahmequoten in den verschiedenen Anlagekategorien reduziert werden (vgl. Abbildung 7). Schmidt-Sierra ist auf die für die Verringerung zugrunde gelegten Kriterien eingegangen. So werden Abzüge für sehr alte Projekte, beklagte Projekte, bereits bezuschlagte Projekte oder kategoriespezifische Teilnahmequoten vorgenommen.

[43] Ab Mitte 2021.

Für die Zugrundelegung eines realistischen Referenztarifs kann das Auktionsmodell zwei Szenarien berücksichtigen:

- **Kostenbasiertes Szenario** (*cost-based scenario*): In diesem bieten alle Bieter nach ihrem jeweiligen Indifferenzpreis und der Höchstbietende bestimmt den Grenzpreis. Diese Grafik zeigt eine knappe Unterzeichnung (vgl. Abbildung 8).

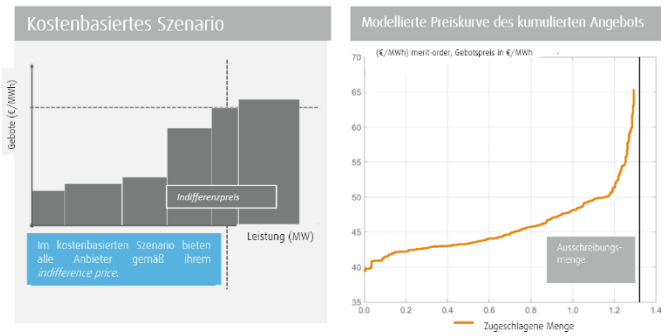

Abbildung 8: Kostenbasiertes Szenario. Quelle: Ivo Schmidt-Sierra, Enervis. Übersetzung: DFBEW.

- **Strategisches Ausschreibungsszenario** (*strategic bidding scenario*): Dieses Szenario umfasst die sogenannte „Monte Carlo"-Simulation der teilnehmenden Anlagen und ihrer Kostenparameter. Schmidt-Sierra erklärte, dass sich mit dieser Simulation für jeden gebotenen Preis eine Erfolgswahrscheinlichkeit bestimmen lässt. Wenn sich Investoren auf dieses Verfahren berufen, verringert dies Unsicherheiten, da jedem Gebotspreis eine Zuschlagswahrscheinlichkeit zugeordnet wird (vgl. Abbildung 9).

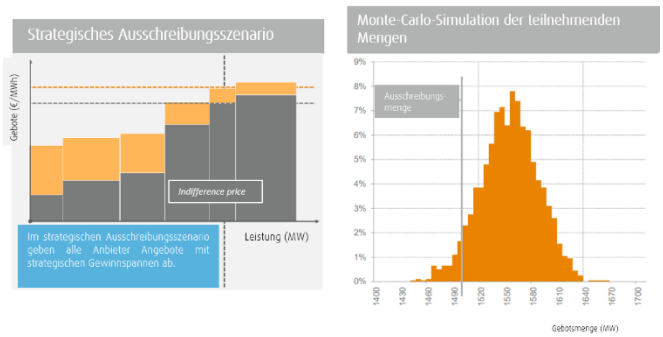

Abbildung 9: Strategisches-Ausschreibungsszenario. Quelle: Ivo Schmidt-Sierra, Enervis. Übersetzung: DFBEW.

II. Finanzierung von Windenergieprojekten durch Bürger und lokale Gebietskörperschaften

Zum Abschluss des Vormittags sind die Teilnehmenden der Konferenz auf Bürgerenergieprojekte und die lokale Finanzierung von Windenergievorhaben eingegangen. Dabei waren zunächst Bürgerenergieprojekte in Deutschland im Kontext der Entwicklung des Rechtsrahmens für Ausschreibungen Gegenstand der Tagesordnung (II.1). Es folgte ein Vortrag zur finanziellen Beteiligung von Bürgern an Windenergieprojekten in Frankreich (II.2). Schließlich fand eine Podiumsdiskussion zum Thema „Partizipative Finanzierung und *Shared Governance* als Geschäftsmodelle für Onshore-Windenergieanlagen" statt, anlässlich der die Vor- und Nachteile der beiden Konzepte diskutiert wurden (II.3).

II.1 Bürgerenergieprojekte in Deutschland

Vortrag:
Bürgerenergieprojekte in Deutschland: Entwicklung des Rechtsrahmens bei Ausschreibungen
- Valerie Lange, Referentin Energiepolitik, Green Planet Energy

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

Valerie Lange, Referentin Energiepolitik beim Energieversorger Green Planet Energy, ist zunächst auf Bürgerenergieprojekte in Deutschland und die Entwicklung des Rechtsrahmens für Ausschreibungen am Beispiel des Windparks in Ütersen in Schleswig-Holstein eingegangen.

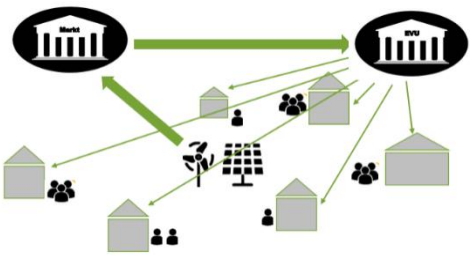

Abbildung 10: Schematische Darstellung der Bürgerenergie. Quelle: Valerie Lange, Green Planet Energy.

Bürgerenergieprojekte im Bereich der erneuerbaren Energien seien Vorhaben, für die sich mehrere Investoren als Genossenschaft zusammenschließen. **Der gesamte von diesen Anlagen erzeugte Strom wird auf dem Markt weiterverkauft** und Energieversorger können diese Energie erwerben und die Mitglieder der Kooperative versorgen (vgl. Abbildung 10). Laut Lange steht Bürgerenergie für einen **grundlegenden Wandel im Bereich der dezentralen Grünstromerzeugung**, der demokratischen und ökologischen Werten entspricht. Diese häufig auf kommunaler, städtischer oder regionaler Ebene verankerten Projekte seien identitätsstiftend, was der **Akzeptanz der Energiewende** zugutekäme. Wird Bürgerenergie in Form einer Genossenschaft organisiert, hat jede investierende Person eine Stimme. In Deutschland gibt es derzeit **914 Bürgerenergiegenossenschaften** mit etwa 220.000 Mitgliedern, davon 95 Prozent Privatpersonen und 5 Prozent Unternehmen, Banken, Kommunen, regionale Einrichtungen oder Kirchen[44]. Lange berichtete, dass die durchschnittliche finanzielle Beteiligung bei 5.854 € liege, der Mindestbeitrag betrage 55 €. Das Interesse an dieser Art der Investition nehme zu; insgesamt seien **im Rahmen von Bürgerenergiegenossenschaften 3,3 Mrd. € in erneuerbare Energien investiert worden**[45]. Letztere erzeugen 8 TWh Solar- und Windstrom und produzieren damit 3,5 Prozent des gesamten in Deutschland erzeugten Grünstroms[46].

In Deutschland wird die Bürgerenergie in § 3 und § 22b EEG definiert. Im Rahmen der Novelle dieses Gesetzes, die am 1. Januar 2023 in Kraft getreten ist, wurden auch Änderungen an der Begriffsbestimmung vorgenommen. Die wichtigste Änderung sei laut der Rednerin **die Aufhebung der Verpflichtung für Bürgerenergieprojekte, an Ausschreibungen teilzunehmen** (vgl. Tabelle 1).

[44] Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband (2022): Energiegenossenschaften 2022 – Jahresumfrage des DGRV (Link).
[45] Ebenda.
[46] Ebenda.

	EEG 2021	EEG 2023
Erneuerbarer Energie	Wind	Wind **und Sonne**
Mitglieder	Mindestens 10 Personen, KMU und Gemeinde	Mindestens **50** Personen, KMU und Gemeinde
Stimmrecht	51 Prozent der Stimmrechte werden von juristischen Personen gehalten. Kein Mitglied darf mehr als 10 Prozent der Stimmrechte halten.	**75 Prozent** der Stimmrechte werden von juristischen Personen gehalten. Kein Mitglied darf mehr als 10 Prozent der Stimmrechte halten.
Beteiligungsradius	Wohnsitz in der kreisfreien Stadt oder Landkreis.	PLZ-Bezirk im Umkreis von 50 km wie für Regionalnachweise im Sinne von § 79a
Teilnahme an Ausschreibungen	Ja, ab 1 MW.	**Nein, bis zu 18 MW** für Windenergie (im Gegensatz zu zuvor 1 MW) und 6 MW für PV.

Tabelle 1: Änderungen an der Definition des Begriffs „Bürgerenergie" vom EEG 2021 zum EEG 2023. Quelle: Valerie Lange, Green Planet Energy. Übersetzung: DFBEW.

Das EEG 2023 verfolge zudem das Ziel, die Akzeptanz von Projekten zu erhöhen, indem eine **Vergütung für die Gemeinden, die Standorte für Windparks bereitstellen, ausgezahlt wird.** Hierzu hat Julian Rosin (I.3) bereits angegeben, dass Kommunen für neue und alte Anlagen eine Förderung in Höhe von 0,2 ct/kWh erhalten. Dies kann pro Jahr bis zu 30.000 € Mehreinnahmen für die kommunale Haushaltskasse bedeuten.

Das durch diese Form der Teilhabe geweckte Interesse an Erneuerbare-Energien-Projekten würde zwar steigen, die Rednerin ist aber auf verschiedene Rechtshürden eingegangen, die nach wie vor bestünden. Um darzulegen, wie sich diese Hürden meistern lassen, hat sie sich auf das konkrete Beispiel des Windparks in Ütersen bezogen[47]:

- **Fehlende Planungssicherheit**: Für Bürgerenergieprojekte sind feste Vergütungssätze erforderlich. Im Falle des Windparks Ütersen wurde ein *Power Puchase Agreement* (PPA) geschlossen, dessen Laufzeit bis zur Fertigstellung der neuen Anlagen gilt.
- **Höheres Investitionsrisiko bei Windenergieanlagen[48]:** Für Ütersen wird das Risiko von Green Planet Energy übernommen. Der Energieversorger ist mit 82 Prozent an der Genossenschaft beteiligt.

Im Falle von Ütersen stellt sich das Problem der Flächenverfügbarkeit nicht, da der Standort für den Park bereits vorhanden war. Valerie Lange gab an, dass lange Genehmigungsverfahren beim Windpark Ütersen kein Problem waren.

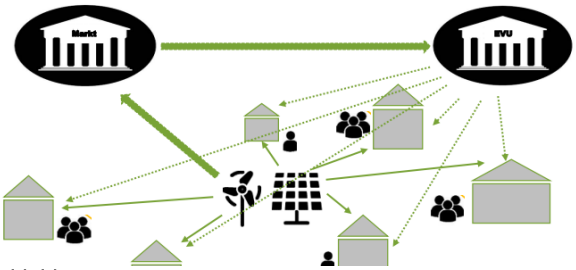

Abbildung 11: Schematische Darstellung des Energy-Sharing. Quelle: Vortrag von Valerie Lange.

Lange gab an, dass sie das sogenannte ***Energy-Sharing*** dem Modell der Bürgerenergie vorziehe. Hierbei gehe es darum, **eine Erneuerbare-Energien-Anlagen gemeinschaftlich zu betreiben**, wobei der erzeugte Strom zuallererst von den Mitgliedern der Genossenschaft genutzt werde (vgl. Abbildung 10). Lediglich der Überschuss werde dann am Markt verkauft. Die Idee dahinter bestehe laut der Rednerin darin, Flexibilitäten vor Ort zu nutzen. Die Rednerin betonte, dass das *Energy-Sharing* bereits im EU-Recht in Artikel 22 b der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) verankert sei[49], bislang aber

[47] Der Bürgerwindpark Ütersen besitzt sechs Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 12 GW. Er wurde 2001 in der Gemeinde gebaut. Der 2021 aus der Förderung gefallene Windpark soll umgebaut werden. Das neue Vorhaben sieht vor, lediglich vier Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 48 GW zu betreiben.

[48] Um diese Hürde zu nehmen, hat das Bundesland Schleswig-Holstein den Bürgerenergiefonds eingerichtet. Um diesen in Anspruch zu nehmen, müssen sich mindestens sieben Personen in einer Gemeinde zusammenschließen und ein Energievorhaben entwickeln. Kann keine Baugenehmigung für die Windenergieanlage eingeholt werden und sie daher nicht gebaut werden, wird den Personen das investierte Geld zurückerstattet. Nähere Informationen hierzu finden Sie auf der Website.

[49] „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften berechtigt sind, a) erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen, und zwar auch im Rahmen von Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom; b) innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft – vorbehaltlich der übrigen Anforderungen dieses Artikels und unter Wahrung der Rechte und Pflichten der Mitglieder der

noch nicht ins deutsche Recht übertragen wurde. Sie ist der Ansicht, dass sich mit Ausweitung dieser Projekte eine höhere lokale Akzeptanz erreichen lässt, da eine stärkere Einbindung der Bürger möglich ist. Valérie Lange schlussfolgerte, dass sich das *Energy-Sharing* als Mittel anbiete, die Entwicklung der Bürgerenergie noch zu beschleunigen.

II.2 Die finanzielle Beteiligung von Bürgern an Windenergieprojekten in Frankreich

Vortrag:
Die finanzielle Beteiligung von Bürgern an Windenergieprojekten in Frankreich: Beteiligung an Ausschreibungen und weitere Beteiligungsinstrumente
- Quentin Maréchal, Leiter der Investitionsabteilung, Énergie Partagée

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

Quentin Maréchal, Leiter der Investitionsabteilung bei der Bürgerinitiative Énergie Partagée, hat den gesetzlichen Rahmen für Bürgerenergievorhaben in Frankreich vorgestellt. Die grundlegende Bedeutung dieser Projekte wurde über die Definition von **Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften** und **Bürgerenergiegesellschaften** bereits auf Ebene des EU-Rechts anerkannt[50]. Bürgerprojekte wurden über die französische Verordnung Nr. 2021-236 vom 3. März 2021 ins französische Recht übertragen[51]. Laut Maréchal plane die französische Regierung bis 2028 **1.000 neue dezentrale Bürgerprojekte umzusetzen**[52]**.** Um deren Finanzierung zu erleichtern, können Bürgerprojekte je nach ihren Eigenschaften von einem direkten Abnahmevertrag profitieren, ohne an Ausschreibungen teilnehmen zu müssen (I.2). Zudem sei die Bürgerbeteiligung seit dem 1. Juli 2022 Voraussetzung dafür, dass ein Windenergieprojekt von einer Einspeisevergütung profitieren kann[53]. Maréchal erinnerte daran, dass Bürgerprojekte im Rahmen von Ausschreibungen über zwei Kriterien bevorzugt werden, indem sie durch zusätzlich zugewiesene Punkte leichter eine bessere Benotung (von insgesamt 100 Punkten) erreichen könnten:

- **Kriterium der partizipativen Finanzierung**: Bürger bzw. Zusammenschlüsse von Gebietskörperschaften stellen zehn Prozent der Gesamtfinanzierung für mindestens drei Jahre. Dieses Kriterium wird durch zwei Punkte in der finalen Note berücksichtigt.
- **Kriterium der *Shared Governance***: kann je nach Menge des von den Bürgern und lokalen Akteuren eingebrachten Kapitals und den von ihnen gehaltenen Stimmrechten zwischen drei und fünf Punkte einbringen.[54]

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft als Kunden – die mit Produktionseinheiten im Eigentum der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen […]", siehe: Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbare-Energien-Richtlinie oder kurz „RED II").

[50] Das Prinzip von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften wurde mit der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und das Prinzip der Bürgerenergiegesellschaften mit der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und der Verordnung (EU) 2019/943 zum Elektrizitätsbinnenmarkt, beide von 2019, im EU-Recht verankert. Siehe: DFBEW (2022): Hintergrundpapier zur Bürgerbeteiligung bei der Energiewende in Frankreich und Deutschland (Link zum Dokument).

[51] *Ordonnance n°2021-236 du 3 mars 2021 portant transposition de diverses dispositions de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité* [Verordnung Nr. 2021-236 vom 3. März 2021 zur Umsetzung verschiedener Bestimmungen der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zum Elektrizitätsbinnenmarkt] (auf Französisch).

[52] Französisches Ministerium für den ökologischen Wandel (Ministère de la Transition écologique, MTE), *Dix mesures en faveur des énergies renouvelables citoyennes* [10 Maßnahmen zur Förderung von Bürgerenergiegesellschaften] (Link zum Dokument, auf Französisch). Énergie Partagée befürwortet zudem, dass es bis 2028 ein Bürgerprojekt für lokale Gebietskörperschaften (*Établissement public de coopération intercommunale,* EPCI) gibt. Damit diese Ziele erreicht werden, haben die Akteure 2022 ein Weißbuch (auf Französisch) zum dezentralen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Bürgerprojekte herausgegeben, das fünf konkrete Vorschläge unterbreitet.

[53] Französischer Erlass vom 27. April 2022 zur Änderung des französischen Erlasses vom 6. Mai 2017 zur Festlegung der Voraussetzungen der Marktprämie für Windparks mit höchstens sechs Turbinen.

[54] Lastenheft zur Ausschreibung zum Bau und Betrieb von Windenergieanlagen an Land – Ausschreibung PPE2, Onshore-Windenergie (Link zum Dokument, auf Französisch).

Abbildung 12: Karte der von Énergie Partagée in Frankreich unterstützten Bürgerprojekte (nach Energie). Quelle: Quentin Maréchal, Énergie Partagée.

Maréchal wies darauf hin, dass diese Kriterien in den letzten beiden Ausschreibungsrunden kaum erfüllt seien worden. Er berichtete, dass von 55 eingehenden Antragsakten keine in die Kategorie *Shared Governance* fiel und lediglich acht das Kriterium der partizipativen Finanzierung erfüllt haben. Er sei jedoch der Ansicht, dass diese Zahlen nicht die Realität widerspiegeln, da die Mehrheit der Bürgerprojekte nicht über Ausschreibungen gefördert werde, sondern über direkte Abnahmeverträge. Ihm zufolge verzeichnen Bürgerprojekte einen starken Anstieg. So habe Énergie Partagée im Jahr 2022 insgesamt 290 Anlagen für alle erneuerbaren Energieträger unterstützt, von denen 185 nun in Betrieb seien (vgl. Abbildung 12)[55]. Diese Projekte seien von mehr als 25.000 Bürgern und 600 Gebietskörperschaften getragen worden, die mehr als 86 Millionen Euro an direktem Kapital eingebracht haben.

Um Bürgerprojekte in Frankreich klarer zu definieren und präziser zu umreißen, haben Akteure im Bereich der Bürgerenergie 2010 eine Charta zu *Shared-Energy*[56] veröffentlicht, die in der Folge zu einem Label umgewandelt wurde. Letzteres berücksichtigt insbesondere Schwierigkeiten bei der Entwicklung und definiert hier mehrere operative Parameter: vorbildlicher Umgang mit ökologischen Aspekten, demokratische und transparente Entscheidungsfindung, verantwortungsvolle Finanzierung durch Bürger mit positiven wirtschaftlichen Auswirkungen auf lokaler Ebene, starkes territoriales Interesse und Einbindung des Projekts in eine lokale wirtschaftliche und soziale Dynamik.

Als Beispiel für ein Windenergieprojekt, das ebendiesen Kriterien des Énergie Partagée-Labels entspricht, führt Maréchal den Windpark Hyrôme (Maine-et-Loire) an. Dieser Windpark, der vollständig von Bürgerstrukturen gehalten wird, untermauere seiner Meinung nach eine **lokale Dynamik zur Schaffung eines sozialen Bezugs zur Förderung der Energiewende und des Gemeinschaftssinns**. Durch die Teilhabe der Bürger am Projekt sowie die vor Ort generierten Einnahmennehme nicht nur das Verständnis für ein Projekt und seine Auswirkungen zu, sondern steige auch dessen Akzeptanz[57]. Er hat darüber hinaus daran betont, dass die Beteiligung lokaler Akteure eine grundlegende Voraussetzung für die erfolgreiche Bewältigung der Energiewende ist. **Durch die Einbindung solcher Vorhaben in allgemeine auf regionaler Ebene ergriffene Maßnahmen wird deren Akzeptanz gesteigert.**

[55] In einem Bericht, den Observ'ER in Partnerschaft mit der Heinrich Böll-Stiftung unter dem Titel *„Projets citoyens : l'énergie près de chez nous"* [Bürgerprojekte: Energie von nebenan] herausgebracht hat, zählen die Autoren insgesamt 515 Bürgerenergieprojekte in Frankreich (Link zum Dokument, auf Französisch).
[56] Énergie Partagée 2010, *Charte Énergie partagée* [Énergie-Partagée-Charta] (Link, auf Französisch)
[57] Für nähere Informationen siehe: DFBEW (2022): Hintergrundpapier zur Bürgerbeteiligung bei der Energiewende (Link zum Dokument).

II.3 Partizipative Finanzierung und *Shared Governance* als Geschäftsmodell für Onshore-Windenergieanlagen

Podiumsdiskussion:
Inwieweit können sich partizipative Finanzierung und *Shared Governance* als Geschäftsmodell für Onshore-Windenergieanlagen durchsetzen? Welche Vorteile und Herausforderungen bestehen hierbei?

- Aurélien Gouraud, Geschäftsführer für Betrieb und Entwicklung, Lendopolis
- Jan Hildebrand, Leiter Arbeitsfeld Umweltpsychologie, Institut für Zukunftsenergiesysteme (IZES)
- Frédéric Lanoë, Geschäftsführer, VSB Group
- Claudio Rumolino, Beauftragter für partizipative Investitionen und TEPOS, Valorem

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

Zum Abschluss dieses Konferenzteils, der sich der Bürgerbeteiligung und dezentralen Finanzierung von Vorhaben widmet, haben sich die Konferenzteilnehmenden anlässlich einer Podiumsdiskussion dazu ausgetauscht, inwieweit sich die partizipative Finanzierung und *Shared Governance* für neue Geschäftsmodelle im Bereich Onshore-Windenergie nutzen lassen. Besprochen wurden auch die Vorteile und Herausforderungen dieser beiden Finanzierungsmechanismen.

Unterschied zwischen partizipativer Finanzierung und *Shared Governance* und Grenzen der Finanzierungsmechanismen

Laut Aurélien Gouraud, Geschäftsführer für Betrieb und Entwicklung bei der Finanzierungsplattform Lendopolis, können Privatpersonen folgende Arten der Beteiligung angeboten werden: die **partizipative Finanzierung** und die ***Shared Governance***. Im Gegensatz zur partizipativen Finanzierung – auch *Crowdfunding* genannt –, für die insbesondere auf Online-Plattformen Kampagnen zur Mittelbeschaffung durchgeführt werden, verlange die *Shared Governance* ein tatsächliches Eingreifen vor Ort. Nach seiner Analyse werde so das gesamte Spektrum der französischen Bevölkerung und damit auch der Sparer abgebildet: Während sich manche intensiv und direkt in ein *Shared Governance*-Konzept einbringen wollen, seien andere der Windenergie prinzipiell abgeneigt und die große Masse schließlich zieht die Kompromisslösung der partizipativen Finanzierung vor. In Bezug auf Letztere geht Gouraud davon aus, dass der Aufbau eines Verständnisses für die Energiewende über ein Finanzprodukt letztlich dazu führen könne, sich für ein Shared Governance-Vorhaben zu engagieren. Wie Claudio Rumolino, Beauftragter für partizipative Investitionen beim Projektierer Valorem, habe auch er festgestellt, dass es immer einfacher werde, die für die Finanzierung von Windenergievorhaben erforderlichen Mittel über *Crowdfunding*-Kampagnen aufzubringen.

Frédéric Lanoë, Geschäftsführer der VSB Group, ist auf die Unterschiede eingegangen, die im Hinblick auf diese Beteiligungsverfahren zwischen Frankreich und Deutschland bestehen. Jan Hildebrand, Leiter Arbeitsfeld Umweltpsychologie beim Institut für Zukunftsenergiesysteme (IZES), hat ebenfalls unterstrichen, dass die **partizipative Beteiligung der Bürger sich nicht allein auf den Aspekt der Finanzierung beschränken lasse**. Beide Beteiligungsverfahren seien notwendig, um die ehrgeizigen Ziele, die sich die deutsche Regierung gesetzt hat – innerhalb von sieben Jahren von 57 GW auf 115 GW installierte Windenergieleistung zu erhöhen – erreichen zu können. Demzufolge werde die aktive Unterstützung der Bevölkerung dringend benötigt, damit die Energiewende gelinge, aber auch, damit Projekte eine lokale Dynamik entfalten können.

Investorenprofil und Anlagemotivation

Die Diskutanten haben versucht, **ein typisches Profil** der Personen zu skizzieren, die sich finanziell an solchen Projekten beteiligen. Laut Gouraud handle es sich dabei häufig um **Männer zwischen 40 und 50 Jahren oder älter.** In Frankreich sei es so, dass Sparrücklagen meist von älteren Menschen gehalten und meist von Männern verwaltet werden.

Neben finanziellen Gründen sieht Aurélien Gouraud auch die **geographische Nähe** zur finanzierten Anlage[58] sowie **Beweggründe im Hinblick auf die Energiewende** als Schlüsselfaktoren für die Entscheidung zur Finanzierung eines Windenergieprojekts an. Dass hauptsächlich Männer dieses Alters investierten, wurde auch von den anderen Teilnehmenden der Konferenz bestätigt. Jan Hildebrand erklärte zudem, dass es vor dem Hintergrund der sozialen Gerechtigkeit nötig sei, beteiligungsferne Gruppen einzubinden, die bislang von der Beteiligung und dem Engagement für solche Projekten eher ausgeschlossen waren, aber besonders unter dem Anstieg der Energiepreise und der Energieknappheit leiden. Er hat zudem unterstrichen, dass **die Beteiligung kein Selbstzweck an sich sei, sondern psychologischen Mechanismen folge**. Anders ausgedrückt, investieren Personen auch, weil dies ihr Zugehörigkeitsgefühl stärkt und identitätsstiftend sei.

Bürgerbeteiligung und Beschleunigung der Energiewende

Wie Jan Hildebrand vertrat auch Frédéric Lanoë die Ansicht, dass man sich nicht nur auf den finanziellen Aspekt beschränken dürfe, sondern die Herausforderungen in eine ganzheitliche und lokale Vision einbinden müsse. So sei es ihm zufolge am wichtigsten, dass jedes Vorhaben mit den Abgeordneten und Gemeinden der Region abgestimmt werde, damit die lokale Unterstützung sichergestellt sei. Er stellt hier die Effizienz der Planung infrage, die die lokale Abstimmung nicht ausreichend abdecke. Die partizipative Finanzierung sei eine Lösung von vielen, um die Akzeptanz für Windenergievorhaben zu stärken. Frédéric Lanoë fügte hinzu, dass die Umverteilung der durch die Realisierung einer Windenergieanlage erzielten Einnahmen ebenfalls eine wesentliche Rolle spiele, will man ein höheres Engagement der Bürger für die Energiewende erreichen.

Claudio Rumolino hat seinerseits darauf bestanden, **dass dem Staat die Rolle als Förderer dieser Bürgerenergieprojekte zuteilwerde.** Zwar müsse man den Gebietskörperschaften die Freiheit lassen, die Entwicklung und Förderung ihrer Projekte selbst zu organisieren, dennoch sollte der Staat **die Regionen mit einer starken Haltung zum Mitmachen bewegen**. Dabei gehe es ihm zufolge nicht nur darum, jede Region zum Windenergieausbau zu verpflichten, sondern vielmehr darum, Anreize dazu zu geben, erneuerbare Energien gemäß den lokal vorhandenen Ressourcen zu nutzen und einen prozentualen Anteil der Grünstromerzeugung festzulegen, so wie es auch beispielsweise für die Ziele im Bereich der Sozialwohnungen in Frankreich der Fall ist. Dieses Szenario würde es Claudio Rumolino zufolge erlauben, die Beteiligung aller Bürger sicherzustellen. Darüber hinaus haben die Teilnehmer der Podiumsdiskussion hervorgehoben, dass sich die Beteiligung der Bürger an solchen Projekten – ganz gleich, ob über partizipative Finanzierung oder *Shared Governance* – positiv auf die Akzeptanz von Windenergieprojekten auswirke.

Jan Hildebrand erwähnte schließlich die ersten Ergebnisse der Studie „Regionale Wertschöpfung Akzeptanz" (ReWA)[59], die zeigen, dass die finanzielle Beteiligung nicht der einzige Faktor ist, der die Akzeptanz von Projekten beeinflusst. **Auch andere Faktoren spielten hier eine Rolle**, insbesondere die **vorherige Aufklärung** oder auch die **Wertschöpfung auf lokaler Ebene**. Er hat sich auch dafür ausgesprochen, dass für die Entwicklung solcher Projekte Ressourcen bereitgestellt werden, die derzeit nicht verfügbar seien. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien müsse man seiner Ansicht nach auch die verbundenen Kompetenzen und Mittel aufbauen. Zudem müsse auch geprüft werden, inwieweit sich diese Verfahren beschleunigen lassen. Die durch diese Maßnahmen zur Beschleunigung ausgelöste Mehrarbeit könnte Jan Hildebrand zufolge, unabhängig von der Energiewende, zu gewissen Akzeptanzproblemen führen. Hier müsse man sich vergewissern, dass die Kommunen – unabhängig von der Beteiligung der Bürger bei Projekten – über die personellen und finanziellen Kapazitäten verfügen, um diese zusätzliche Last zu tragen.

[58] Vor diesem Hintergrund hat Claudio Rumolino erläutert, dass die Akzeptanz eines Windenergieprojekts deutlich höher ist, wenn die Anlage weniger als zehn Kilometer vom Wohnort der befragten Personen entfernt ist, siehe ADEME und Harris Interractive 2021, *Les Français et l'éolien* [Die Franzosen und die Windenergie] (Link zur Website, auf Französisch).
[59] Agentur für erneuerbare Energien 2022, Erste ReWA-Forschungsergebnisse: Hünfelden profitiert finanziell vom Windpark, Bevölkerung von Anfang an stark eingebunden (Link zum Artikel).

Partizipative Finanzierung und *Shared Governance* als Geschäftsmodelle für die Onshore-Windenergie

Aurélien Gouraud ist der Ansicht, dass sich die **partizipative Finanzierung und *Shared Governance* schrittweise als Geschäftsmodelle etablieren könnten, wenn ein entsprechender Rechtsrahmen eingerichtet werde**. Da die Energiewende im öffentlichen Interesse stehe, könne es sinnvoll sein, diese Finanzierungsmechanismen in den Rechtsrahmen einzubinden und Projektierer zu verpflichten, diesen zu berücksichtigen. So erlaube es die partizipative Finanzierung nach Ansicht von Gouraud, Bürger zu erreichen, die bis dahin die Energiewende kaum oder gar nicht wahrgenommen haben. Dennoch sei der Finanzierungsbedarf angesichts der steigenden Anzahl von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien immer höher. Die partizipative Finanzierung ist seiner Meinung nach jedoch nicht die einzige Lösung, um Gegner zu überzeugen. Er hielt schließlich fest, dass es sich bei **Investoren vorrangig um Städter handle**, die daher weniger direkt mit der Problematik der Installation von Anlagen in der nahen Umgebung konfrontiert sind.

Lanoë hat seinerseits die Erfahrungen der VSB Group als Projektierer beschrieben. So konstatierte er, dass **zahlreiche Kommunen nicht investieren wollen, weil dies große Geldmengen erfordere**. Auch wenn die partizipative Finanzierung wichtig ist, habe es nicht den Anschein, dass es für Gemeinden eine Priorität ist. So können sich Letztere auch dazu entscheiden, eher in die energetische Gebäudesanierung zu investieren. Darüber hinaus ist er der Ansicht, dass nicht alle für ein Projekt nötigen Mittel aus den von Bürgern aufgebrachten Geldern stammen können. Er hat schließlich daran erinnert, dass die Befreiung der Bürgerenergieprojekte von der Teilnahme an Ausschreibungen Deutschland im Rahmen des EEG 2023 (vgl. II.1) besondere Aufmerksamkeit zuteilwerden müsse. So dürfe dies seiner Meinung nach nicht dazu führen, dass andere Vorhaben in noch intensiverem Wettbewerb miteinander stehen.

III. Geschäftsmodelle für Windenergieprojekte nach Auslaufen von Abnahmeverträgen

Dieser Abschnitt widmet sich den Optionen, Geschäftsmodellen und Perspektiven, die Windparks am Ende der Abnahmeverträge offenstehen (III.1). Die Fortsetzung des Betriebs von Windenergieanlagen nach Ablauf von Abnahmeverträgen wurde im Rahmen eines Erfahrungsprojekts behandelt (III.2).

III.1 Geschäftsmodelle für Windparks nach Auslaufen des Abnahmevertrags

Vortrag:
Optionen, Geschäftsmodelle und Perspektiven für Windparks nach Auslaufen des Abnahmevertrags
- Alexandre Soroko, *Head of PPA Advisory*, Greensolver

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

Alexandre Soroko, *Head of PPA Advisory* beim Dienstleister Greensolver, ist in seinem Vortrag auf die Optionen, Geschäftsmodelle und Perspektiven für Windparks nach Ablauf des Abnahmevertrags eingegangen. **In Frankreich profitierten Windenergieprojekte 20 Jahre lang von einer Förderung mit Marktpremienvertrag; in Deutschland belaufe sich die Zeit der Förderverträge auch auf 20 Jahre**. Es sei jedoch möglich, und diese Möglichkeit werde dem Redner zufolge immer häufiger genutzt, den **Abnahmevertrag vorzeitig zu kündigen**[60]. Vom Repowering einmal abgesehen, gehe es laut Soroko in aller Regel dabei weniger um die Finanzierung, da Windparks am Ende der Förderung in der

[60] Die CRE hat in ihrem Beschluss vom 3. November 2022 bereits auf den Trend der vorzeitigen Kündigung der Verträge aufmerksam gemacht. Französische Regulierungsbehörde für Energie (CRE, 2022): *La CRE réévalue les charges de service public de l'énergie à compenser en 2023 – 32,7 Md€* [CRE rechnet für 2023 mit Mehrkosten von 32,7 Mrd. Euro im Energiebereich] (Link zum Dokument, auf Französisch).

Regel rentabel arbeiten. Wird ein Windpark nach Ablauf des Abnahmevertrages nicht zurückgebaut, verblieben zwei Optionen: das Repowering oder die Fortsetzung des Betriebs mit Abschluss eines PPA[61].

Immer größere Volumina fallen derzeit aus den Fördermechanismen, sei es aus der Einspeisevergütung (*feed-in tariff*, FIT) oder der Direktvermarktung (*feed-in premium*, FIP). **In Deutschland betreffe dies** laut Alexandre Soroko **bis 2025 etwa 13,5 GW**. **In Frankreich fallen pro Jahr etwa 1 bis 2 GW aus der Förderung heraus**. Auch wenn die Volumina in den beiden Ländern unterschiedlich sind, ist das Problem an sich dasselbe.

Repowering

Eine erste Option, um den Betrieb bestehender Anlagen fortzusetzen, ist das ***Repowering***. Hier handelt es sich jedoch um eine **zunehmend an Attraktivität verlierende Lösung, insbesondere im Vergleich zum Abschluss eines PPA**, da Letzterer eine relativ kurze Entwicklungszeit fordert. Zudem beschränke dem Redner zufolge auch die bestehenden technischen und zeitlichen Auflagen den Rückgriff auf diese Lösung. Wie Julia Timm im darauffolgenden Vortrag unterstrich (III.2), gehe es quasi darum, ein Vorhaben komplett neu zu entwickeln. Der einzige Unterschied, den Soroko im Vergleich zu einem *greenfield*-Projekt sieht, bestehe darin, dass die Fläche bereits gesichert ist, da der Erbpachtvertrag (*bail emphytéotique*) bereits vorhanden sei. Die Kapitalausgaben (*capital expenditure*, CAPEX) seien bei einem Repowering-Vorhaben in der Regel relativ hoch und müssen häufig durch einen Fördermechanismus, wie beispielsweise die Marktprämie, abgefedert werden. Wird ein zusätzlicher *Corporate* PPA oder *Utility* PPA abgeschlossen, ist dem Redner zufolge ein ausreichendes Vergütungsniveau sicherstellt.

Das Repowering sei laut Soroko vorzuziehen, wenn die Marktpreise relativ niedrig sind und ausreichen, um die Betriebsausgaben (*operational expenditure*, OPEX) oder Stromgestehungskosten (*Levelized Cost of Energy*, LCOE) der aus den Fördermechanismen fallenden Anlagen abzudecken. Auch bei niedrigen CAPEX sei das Repowering eines Windparks, dessen Abnahmevertrag ausläuft, eine geeignete Lösung. Der Redner erklärte, dass angesichts der aktuell höheren Marktpreise die Möglichkeiten, wie sie der Abschluss eines PPA bietet, interessanter seien. Zudem sorge die Explosion der CAPEX dafür, dass *greenfield*- oder *Repowering*-Projekte mit großen Finanzierungsproblemen konfrontiert sind. Alexandre Soroko schließt nicht aus, dass das Repowering wieder zunimmt, wenn die Marktpreise wieder anziehen.

Power Purchase Agreements (PPAs)

Der Redner ist anschließend auf PPAs eingegangen, die vorzuziehen zurzeit seien, wenn ein Windpark das Ende des Abnahmevertrages erreicht. In Frankreich stelle sich eher als in Deutschland die Frage, ob nach der vorzeitigen Kündigung eines Abnahmevertrags ein PPA geschlossen werden könne[62]. Alexandre Soroko ging detailliert darauf ein, welche Voraussetzungen dafür erfüllt sein müssen:

- **Der Park müsse in einem guten Zustand sein und über ein gutes Erzeugungsprofil verfügen**: Werden hinsichtlich der Lastkurve Probleme erkannt, die auf eine schlechte Verfügbarkeit der Anlage hindeuten, seien Abnehmer angesichts der hohen Marktpreise sehr zurückhaltend. Laut Redner könne eine technische Nichtverfügbarkeit den Akteur teuer zu stehen kommen, wenn diese nicht oder nur ungenau vorhergesehen werde.
- **Im Falle eines noch nicht vollständig abgeschriebenen Windparks sei eine Genehmigung des Geldgebers einzuholen**. Je nach Abschreibung der verbleibenden Schuld und der Eigenschaften der Anlage sei die Bank dem Redner zufolge eher geneigt, ein Darlehen dafür zu vergeben.

[61] Siehe auch: DFBEW (2021): Zusammenfassung der Online-Konferenz zu Onshore-Windenergie nach Ende der Förderung: Repowering oder Weiterbetrieb (Link zum Dokument).
[62] CRE (2022): *op.cit.*

Für Windparks, deren Abnahmevertrag ausläuft, **seien *utility* PPAs mit einer *pay-as-produced*-Struktur vorzuziehen**. Soroko ist ging auf deren wichtigste Merkmale ein:

- Zahlung einer Festvergütung für jedes erzeugte MW Strom
- Kein Risiko für den Stromerzeuger
- Kurze Laufzeiten zwischen einem und fünf Jahren, wodurch die Risiken hinsichtlich der Preisvolatilität im Gegensatz zu längerfristigen PPAs geringer sind

Der Redner ist darüber hinaus auf die Existenz anderer – komplexerer – PPA-Strukturen eingegangen, wie einer „PPAs+*spot*"-Kombination. In diesem Fall werde eine Energieeinheit zu einem festen Preis verkauft und alles, was über dieses Volumen hinaus verkauft werde, werde zum Spot-Preis bezahlt.

Zum Abschluss seines Vortrags hat Alexandre Soroko gezeigt, dass der Rückgriff auf PPAs immer wichtiger werde, aber dennoch **nach wie vor Hürden bestehen**: in erster Linie die **Preisvolatilität** und die **Erhöhung von Risikoprämien**; die **Schwierigkeit von Versorgern, PPAs anbieten zu können,** und schließlich eine **potentielle Regelung zur Deckelung der Markteinnahmen**[63] oder eine **Sondersteuer für den vorzeitigen Ausstieg aus Fördermechanismen**.

III.2 Erfahrungen mit dem Weiterbetrieb von Windparks in Frankreich und Deutschland

Vortrag:
Erfahrungen mit dem Weiterbetrieb von Windparks in Frankreich und Deutschland
- Julia Timm, *Sales Manager*, Energiequelle

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

Julia Timm, *Sales Manager* beim deutschen Projektentwickler Energiequelle, stellte ihre Analyse zum Weiterbetrieb von Windparks in Frankreich und Deutschland vor, wobei sie auf Erfahrungen mit den Windparks Tiefenthal in Rheinland-Pfalz und in Gréning im Département Moselle einging.

Bezugnehmend auf die Aussagen ihres Vorredners Alexandre Soroko (III.1), erklärte sie, dass das Repowering ihres Wissens nach derzeit nur für Windparks ins Auge gefasst wird, die aus technischen Gründen nicht rentabel betrieben werden können. Energiequelle betreibe Anlagen mit einer Leistung von nahezu 300 MW in Deutschland bzw. von nahezu 50 MW in Frankreich, deren Förderung ausgelaufen sei. Energiequelle arbeite vorrangig mit PPAs der Struktur p*ay-as-produced* auf Grundlage einer variablen Vergütung zwischen 30 €/MWh im Jahr 2021 sowie 80–100 €/MWh im Jahr 2022. Auch wenn *Corporate* PPAs ihrer Ansicht nach eine interessante Lösung darstellten, seien diese derzeit auf dem Stand von Prototypen. Der von Julia Timm präsentierte Ausblick auf die Zukunft deckt sich mit dem von Alexandre Soroko. Beide sind der Meinung, dass **ein reglementierter Energiemarkt mit Abschöpfung der Gewinne Folgen für die Geschäftsmodelle haben könnte, die Windparkbetreiber nach Auslaufen des Abnahmevertrages nutzen**. Dieser Aspekt würde ihrer Ansicht nach darüber entscheiden, ob Repowering genutzt wird oder nicht.

Julia Timm widmete sich anschließend den **konkreten Anforderungen für den Weiterbetrieb** in Deutschland:

- So sei jeder Windpark nach 20 Betriebsjahren einer Weiterbetriebsprüfung zu unterwerfen.
- Nach einem solchen Gutachten werden die Anlagen alle zwei Jahre einer technischen Prüfung unterzogen.

[63] Siehe zu diesem Thema: CRE 2022, Beschluss Nr. 2022-361 (Link, auf Französisch).

- Die Mehrheit der modernen Anlagen könne heute bei guter Wartung für etwa 25 bis 30 Jahre eingesetzt werden.

In Frankreich seien die technischen Anforderungen für den Weiterbetrieb der Rednerin zufolge nicht so spezifisch geregelt.

Im Falle des Windparks Tiefenthal in Deutschland war das Repowering beispielsweise aufgrund einer zu großen Nähe zu Siedlungsgebieten von vornherein ausgeschlossen. Der im Oktober 2001 im Betrieb genommene Windpark wird dank eines PPA des Typs p*ay-as-produced* mit einer Laufzeit von einem Jahr (verlängerbar) für Kosten von etwa 35 €/MWh bis 2033 weiterbetrieben werden können. Im Rahmen des Windparks Gréning im französischen Département Moselle, der 2009 in Betrieb genommen wurde, wurde ebenfalls ein PPA des Typs *pay-as-produced* für eine Laufzeit von zwei Jahren abgeschlossen. Der Weiterbetrieb der Anlage ist bis 2039 geplant. Im Gegensatz zum Windpark Tiefenthal sei das *Repowering* aktuell keine Option, was sich laut Julia Timm künftig aber ändern könnte. Der Unterschied zwischen Frankreich und Deutschland erkläre sich vorrangig durch die Tatsache, dass die Windparks in Frankreich später in Betrieb genommen wurden.

IV. *Corporate Power Purchase Agreement* (CPPA): Erfahrungen und Perspektiven

Im Rahmen des letzten Themenblocks der Konferenz haben sich die Teilnehmenden dem Thema der CPPAs gewidmet, wobei sich der erste Vortrag mit deren Typologie und deren kurz- und langfristigen Potenzialen befasste (IV.1). Ein zweiter Vortrag beschäftige sich dem Rechtsrahmen der CPPAs (IV.2). Gegenstand der Keynote war schließlich die Frage, ob CPPAs Ausschreibungen für erneuerbare Energien ersetzen können (IV.3). Zum Abschluss wollte man im Rahmen einer Podiumsdiskussion klären, inwieweit sich Windparks außerhalb von Fördermechanismen finanzieren lassen (IV.4).

IV.1 Typologien sowie kurz- und langfristige Potenziale von *Corporate* PPAs

Vortrag:
Typologien sowie kurz- und langfristige Potenziale von *Corporate* PPAs
- Johann Woick, Senior-Projektmanager, Deutsche Anlagen Leasing (DAL)

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

Johann Woick, Senior-Projektmanager bei der Deutsche Anlagen Leasing (DAL), hat einen Überblick über *Corporate* PPAs und deren kurz- und langfristiges Potenzial gegeben. CPPAs können verschiedene Formen annehmen. Der Redner ist auf zwei dieser Formen näher eingegangen, den ***onsite* PPA** (oder p*hysical* PPA) und den ***financial* PPA**[64].

Onsite PPA

Dieser Vertrag wird **direkt zwischen einem Stromerzeuger und einem Abnehmer (*offtaker*) geschlossen**. Der Strom wird direkt an der Verbrauchsstelle eingespeist und die Vergütung ist fix (vgl. Abbildung 13).

[64] Daneben gibt es auch den *offsite* PPA (oder *sleeved* PPA). Für nähere Informationen siehe auch: DFBEW (2018): Corporate Power Purchase Agreements (*Corporate* PPAs) für erneuerbare Energien in Deutschland und Frankreich (Link zum Dokument).

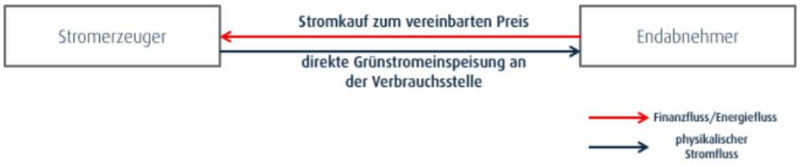

Abbildung 13: Schematische Darstellung des lokalen PPA (*physical PPA*). Quelle: DFBEW (2018): Hintergrundpapier zu *Corporate* PPAs (Link zum Dokument).

Für den *onsite* PPA seien verschiedene Volumenstrukturen denkbar, für welche die Risiken zwischen dem Abnehmer und dem Stromerzeuger aufgeteilt werden. Der Redner ist hierauf detaillierter eingegangen (vgl. Abbildung 14):

- ***Pay-as-produced***: Wie Alexandre Soroko (III.1) unterstrichen hat, werde hierbei jede erzeugte MWh zum vertraglich vereinbarten Preis vergütet, ganz gleich, zu welchem Zeitpunkt und in welcher Menge der Strom erzeugt wird. Hier liege das Risiko hauptsächlich beim Abnehmer.
- ***Monthly Baseload***: Der Stromerzeuger verpflichte sich, ein monatliches Volumen zu erzeugen und zu liefern, das pro Stunde oder pro Monat festgelegt wird. Erzeugt die Anlage weniger Strom, werde die Differenz am Markt beschafft. Der Stromerzeuger übernehme nahezu das gesamte Risiko.
- ***Annual Baseload***: Der Stromerzeuger verpflichte sich, ein jährliches Volumen zu liefern, das unabhängig von seinem eigenen Erzeugungsprofil für jede Stunde des Jahres festgelegt werde. Der Stromerzeuger übernehme das gesamte Risiko.

Abbildung 14: Volumenstrukturen eines PPA: *pay-as-produced*, *monthly Baseload* und *annual Baseload*. Quelle: Johann Woick, DAL. Übersetzung: DFBEW.

Woick erläuterte, dass sich diese Strukturen nicht gegenseitig ausschließen und es auch **Hybridstrukturen** gebe, zum Beispiel eine Mischung aus *Pay-as-produced* und *monthly/annual Baseload*. Er erklärte darüber hinaus, dass die *monthly Baseload- und annual Baseload*-Struktur auf einer stündlichen Abrechnung basieren und daher sehr viel mehr Risiken für den Stromerzeuger mit sich bringen als Risiken, bei denen die Volumina flexibel gehandhabt werden.

Financial PPA

Abbildung 15: Der Financial PPA. Quelle: DFBEW (2018): Hintergrundpapier zu Corporate PPAs (Link zum Dokument).

Johann Woick ist anschließend auf den *financial* PPA eingegangen. Dieser zeichne sich dadurch aus, dass es **keine direkte Verbindung mehr zwischen dem Stromerzeuger und dem Abnehmer gebe** (vgl. Abbildung 15). Die Abnehmer haben in diesem Fall einen Liefervertrag mit ihrem Energieversorger zu schließen. Gemäß Woick könne der *financial* PPA als Differenzkontrakt (*Contract for Difference*, CfD) angesehen werden, bei dem der Stromerzeuger die Differenz beim Abnehmer zahlt, wenn der Marktpreis unter dem vereinbarten Preis liegt.

Im Gegensatz zum *onsite* PPA, bei dem die vereinbarten Volumina variieren, **zeichne sich der *financial* PPA durch unterschiedliche Preisstrukturen aus** (vgl. Abbildung 16):

- **Fixpreis**: Der Strompreis wird vertraglich festgelegt und bleibt unabhängig von der Entwicklung des Marktpreises. In diesem Fall verbleibt das Risiko meistens auf Seiten des Abnehmers.
- **Höchstpreis** (*floor price*): Der Preis wird in Abhängigkeit vom Marktpreis festgesetzt, jedoch wird vertraglich ein Höchstpreis vereinbart.
- **Mindest- und Höchstpreis** (*collar price*): Auch hier wird der Preis in Abhängigkeit vom Marktpreis festgesetzt. Jedoch werden vertraglich sowohl ein Mindest- als auch ein Höchstpreis vereinbart. Bei dieser Preisstruktur teilen sich der Stromerzeuger und der Abnehmer das Risiko.
- **Variabler Preis**: Der Preis wird in Abhängigkeit vom Marktpreis festgesetzt. Er orientiert sich in aller Regel an den Preisen des *day-ahead*-Markts. Das Risiko wird hierbei vollständig vom Stromerzeuger übernommen.

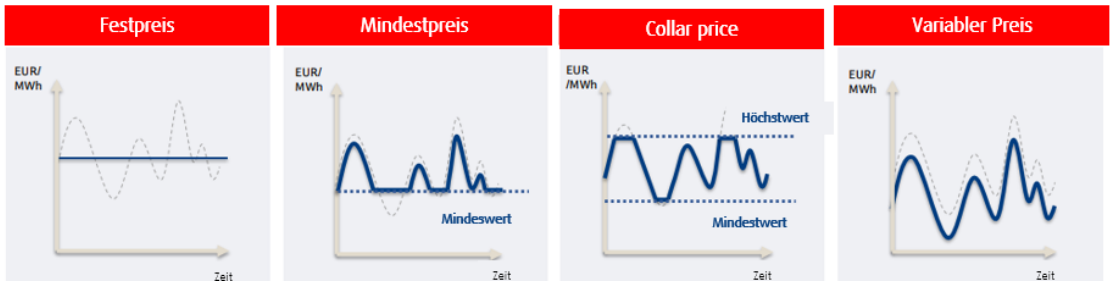

Abbildung 16: Grafische Darstellung der verschiedenen Preisstrukturen im *Financial* PPA. Quelle: Johann Woick, DAL. Übersetzung: DFBEW.

Kurz- und langfristiges Potenzial von *Corporate* PPAs

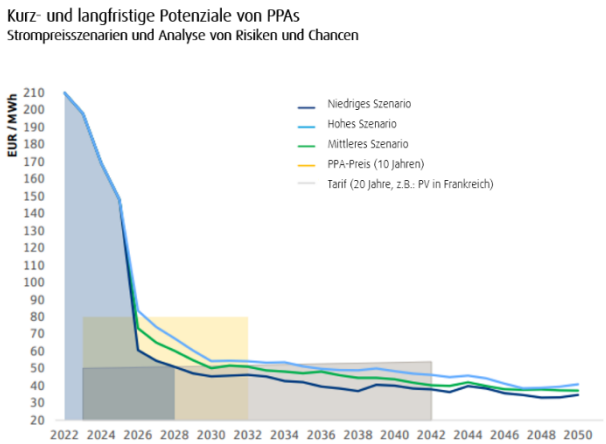

Abbildung 17: Kurz und langfristiges Potenzial von PPAs. Quelle: Johann Woick, DAL. Übersetzung: DFBEW.

Zum Abschluss seines Vortrags skizzierte Woick verschiedene **Szenarien zur Strompreisentwicklung** und die Risiken und Chancen, die sie für den Abschluss von PPAs mit sich bringen, analysiert (vgl. Abbildung 17).

Zum Zeitpunkt der Konferenz im November 2022 seien sehr hohe Marktpreise verzeichnet worden, die sich laut aktuellen Prognosen noch fortschreiben dürften. Gemäß Woick stelle sich für die Bank die Frage, zu welchem Preis finanziert werden solle. Das erarbeitete Szenario berücksichtige die Prognosen für die nächsten 30 Jahre. Es gebe jedoch keine Indizierung für die Einspeisevergütung unter der öffentlichen Förderung in Deutschland. Über welche Laufzeit die Bank im Rahmen eines PPA Mittel zur Verfügung stelle, richte sich nach der Bonität des Kunden: 15 Jahre grundsätzlich für öffentliche Behörden, zehn Jahre für finanzstarke Abnehmer und fünf Jahre für kleinere Abnehmer, die weniger Gewicht im Markt haben. Die DAL gehe als Bank vom Grundsatz aus, dass sie über die Laufzeit eines PPA mit einer Laufzeit zwischen einem und zehn Jahren einen ähnlichen Schuldendienstdeckungsgrad (*debt service coverage ratio*, DSCR) zugrunde legen könne. Laut Woick komme das Finanzierungsniveau einem Mechanismus mit Einspeisevergütung gleich. Laufe der PPA aus, sei laut Woick ein Mindest-DSCR zu vereinbaren. So könne man aufgrund des mit den Marktpreisen verbunden Risikos zumindest eine Mindestsicherheit garantieren. Der Redner ist auch auf Faktoren eingegangen, mit denen sich Risiken abpuffern lassen, bei einem PPA mit einer zehnjährigen Laufzeit zum Beispiel die jährliche Aktualisierung der Marktpreisstudie nach den ersten fünf Jahren. Woick erklärte ebenfalls, dass es bei einer Abnahme der geplanten Preise möglich sei, eine Schuldendienstreserve einzurichten, um fehlenden *Cashflow* auszugleichen.

IV.2 Regulatorischer Rahmen und praktische Erfahrungen mit *Corporate* PPAs

Vortrag:
Regulatorischer Rahmen und praktische Erfahrungen mit *Corporate* PPAs
- Jean-Pierre Riche, Geschäftsführer, Orygeen

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

Jean-Pierre Riche, Geschäftsführer von Orygeen, ist zunächst auf die Entwicklung von *Corporate* PPAs und den für sie geltenden Rechtsrahmen eingegangen, bevor er über seine praktischen Erfahrungen mit dieser Art von Verträgen berichtete. Wie die Redner zuvor hat auch Jean-Pierre Riche bestätigt, dass CPPAs in den letzten Jahren eine positive Entwicklung durchlaufen haben. Im Bereich der Onshore-Windenergie **beläuft sich die kumulierte Kapazität von PPAs zum 1. Juli 2022 auf 12.122 MW, was 52 Prozent der Gesamtkapazität der PPAs entspricht**[65]**.** Er legte dar, dass die **vertraglich vereinbarte Leistung zwischen 2020 und 2021 in Europa um 126 Prozent angestiegen sei.** In Deutschland verzeichnen PPAs dem Redner zufolge eine gute Entwicklung, obwohl der Start aufgrund der Förderung für erneuerbare Energien leicht verzögert erfolgt sei (vgl. Abbildung 18). PPAs werden vorrangig für die Bereiche PV und Offshore-Windenergie abgeschlossen.

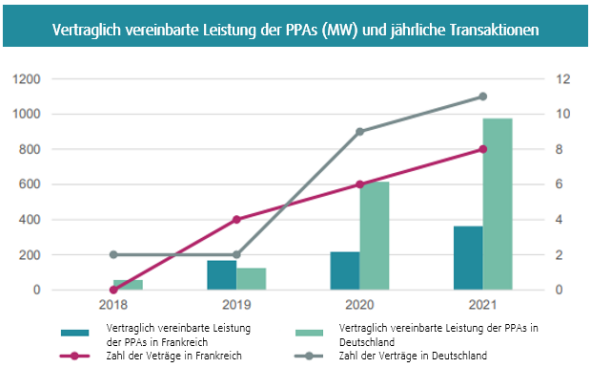

Abbildung 18: Vertraglich vereinbarte Leistung der PPAs und jährliche Verträge. Quelle: Windeurope (auf Englisch), Vortrag von Jean-Pierre Riche. Übersetzung: DFBEW.

Onshore-Windparks mit einer Betriebsdauer von mehr als 20 Jahren dürfen nicht länger von der Marktprämie gemäß dem EEG profitieren. So fallen jedes Jahr **2,4 GW an Windenergieleistung aus der Förderung und stehen für PPAs zur Verfügung**. Das wachsende Interesse der Projektierer und Entwickler an der Unterzeichnung solcher CPPAs sowie die Beschleunigung der Nachfrage auf Seiten der Unternehmen zur Erreichung ihrer Umweltziele seien zwei Faktoren, mit denen sich laut Jean-Pierre Riche die positive Dynamik, die diese Verträge aktuell durchlaufen, erklären lasse.

Der Redner habe festgestellt, dass sich der Markt der Corporate PPAs im Laufe des Vorjahres komplett gewandelt habe. Während die Schwierigkeit seiner Meinung nach ursprünglich darin bestanden habe, Kunden zu finden und Unternehmen zur Unterzeichnung von *Corporate* PPAs zu überzeugen, habe sich die Situation inzwischen umgekehrt und begünstige Verkäufer (*sellers market*). Diese Entwicklung sei zwei Faktoren zuzuschreiben:

- Einerseits **dem gestiegenen Interesse seitens der Entwickler**. Letztere verstehen laut Jean-Pierre Riche, dass die Mechanismen der Abnahmeverpflichtung Schritt für Schritt verschwinden werden
- Andererseits **der nachlassenden Attraktivität von Ausschreibungen**. Langfristig könne Strom im Rahmen eines CPPAs zu deutlich höheren Preisen verkauft werden als im Rahmen von Ausschreibungen.

Wie bereits Alexandre Soroko (III.1) und Julia Timm (III.2) betonten, ist auch Jean-Pierre Riche der Ansicht, dass der PPA ein ideales Instrument sei, mit dem sich die aktuelle Preisvolatilität bewältigen lasse. Er habe darüber hinaus festgestellt, dass sich auch die Art der unterzeichneten Verträge verändert habe: Während bislang *financial* PPAs vorherrschten, werden nun vorrangig *onsite* PPAs unterzeichnet. Der Redner betonte, dass Letztere den grenzüberschreitenden Austausch verbessern.

[65] WindEurope (2022): *The Corporate PPA tool* (Link, auf Englisch).

IV.3 Können *Corporate* PPAs für erneuerbare Energien Ausschreibungen ersetzen?

Vortrag:
Können *Corporate* PPAs für erneuerbare Energien Ausschreibungen ersetzen?
- Dr. Jörn Richstein, Leiter Strommärkte, Abteilung Klimapolitik, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)

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

Im Rahmen einer Keynote stellte Jörn Richstein, Leiter Strommärkte in der Abteilung Klimapolitik beim Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) die Frage, ob *Corporate* PPAs Ausschreibungen für erneuerbare Energien ersetzen könnten. Dabei ist er auch auf die Art und die Rolle der PPAs in diesem Fall eingegangen.

Ist es möglich, Ausschreibungen für erneuerbare Energien durch PPAs zu ersetzen?

Jörn Richstein hat zunächst erläutert, dass es die Einrichtung von Fördermechanismen in der Politik für erneuerbare Energien ermöglicht habe, kostspielige Technologien zu finanzieren. Durch den Ausschluss der mit dem Markt und der Regulierung verbundenen Risiken sei es nach Ansicht des Redners möglich gewesen, einen sicheren *Cashflow* zu erhalten.

Jörn Richstein hat zwei unterschiedliche Strategien vorgestellt: Mit der ersten sollte die Entwicklung der Kosten der erneuerbaren Energien in einem stabilen Finanzierungssystem abgebildet werden; mit der zweiten sollten die Auswirkungen der Einführung von PPAs bewertet werden.

Für das erste Szenario hat er drei verschiedene Fördermechanismen miteinander verglichen: die **gleitende Marktprämie in Deutschland**, die französische Marktprämie (*complément de rémunération*) in Form eines **Differenzkontrakts** (*Contracts for Difference*, CfD) sowie ein **Modell ohne Förderung**, bei dem allein auf den Markt gesetzt wird (vgl. Abbildung 19). In allen drei Modellen gibt es keine PPAs. Sie hätten dazu gedient, die Auswirkungen der Stabilisierung der Einnahmen auf die Kosten der erneuerbaren Energien zu analysieren[66]. Die Modelle basieren auf folgenden Annahmen: Lediglich die Finanzierung werde untersucht, nur sichere Erlösströme können zur Aufnahme von Krediten herhalten; die Kreditkosten liegen über dem Eigenkapital.
In einem ersten Fall hat Richstein **diese drei Mechanismen auf die Finanzierung einer typischen Anlage angewandt, bei der sich die Einnahmen den Kosten der Technologie annähern und diese übersteigen** (vgl. Abbildung 20). Es handle sich hierbei um ein langfristig auf ein Gleichgewicht ausgelegtes Modell.

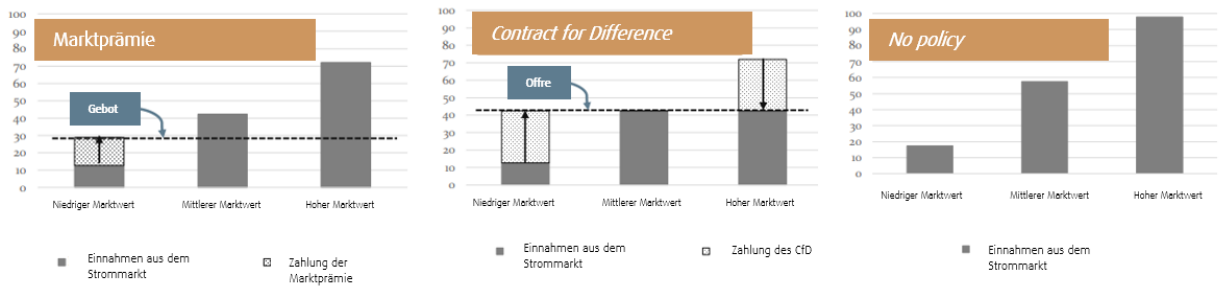

Abbildung 19: Grafische Darstellung drei verschiedener Fördermechanismen: Marktprämie, Differenzkontrakt und Verzicht auf Förderung. Quelle: Jörn Richstein, DIW. Übersetzung: DFBEW.

[66] Neuhoff, Karsten, Nils May und Jörn C. Richstein (2022): *Financing Renewables in the Age of Falling Technology Costs* (Link zum Artikel, auf Englisch).

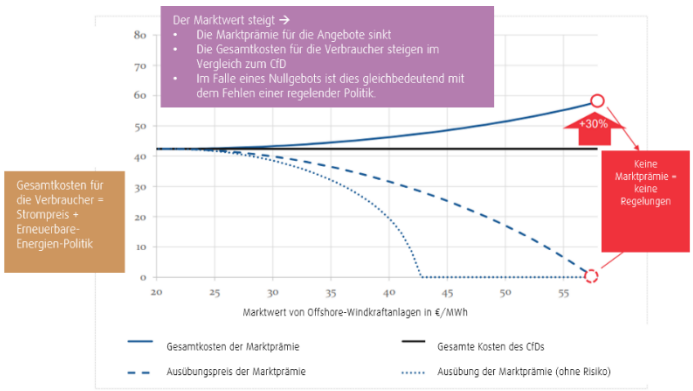

Abbildung 20: Grafische Anwendung der Mechanismen auf eine typische Projektfinanzierung. Quelle: Jörn Richstein, DIW. Übersetzung: DFBEW.

In einem zweiten Anwendungsszenario hat sich Richstein gefragt, wie sich die Situation durch PPAs verändert habe. Für diese Analyse ging er davon aus, dass die Risiken im Rahmen eines PPA von den Stromabnehmern übernommen werden. Da eine gute Bonität für einen langfristigen Vertrag vorausgesetzt werde, gebe es laut Jörn Richstein quasi keinen Unterschied, ob nun ein CfD oder ein PPA unterzeichnet werde.

Die erste Herausforderung bestehe dem Redner zufolge darin, dass die **zeitliche Abstimmung zwischen der von den Stromerzeugern gewünschten längeren PPA-Laufzeit** – Verringerung der Projektfinanzierungskosten für eine Dauer von 20 Jahren – **und den für künftige Verkäufe und Versorgungsverträge von Abnehmern gewünschten kürzeren PPA-Laufzeiten** – häufig mit einer Laufzeit von fünf Jahren oder weniger – gelingt. Der Abschluss eines langfristigen PPA sei nach seiner Ansicht ein Glücksspiel mit Strompreisrisiken. Richstein unterschied im Rahmen von PPAs zwei Abnehmergruppen:

- **Energieversorger** (*utilities*): stehen auf dem Einzelhandelsmarkt in Konkurrenz zueinander, für den die Vertragslaufzeit für Endkunden wie in Deutschland gesetzlich festgelegt werden könne[67]. Kunden können sich ebenfalls entscheiden, den Versorger je nach Präferenz oder Glaubwürdigkeit desselben wechseln.
- **Endabnehmer** (Industrie): deren künftige Verkäufe in der Regel auf einige Jahre beschränkt seien, insbesondere für Industrien mit einem hohen Energieverbrauch, bei denen die jährlichen OPEX die CAPEX übersteigen.

Die zweite Herausforderung, die der Redner erkannte, ist der **Anstieg der Refinanzierungskosten der Abnehmer (*offtaker*) beim Abschluss von Verträgen mit langer Laufzeit.** So erhöhe die Unterzeichnung eines PPA das Verschuldungsrisiko von Unternehmen. Richstein erklärte, dass langfristige Verträge als Schuldenverhältnis angesehen werden. Wenn also ein Unternehmen einen solchen Vertrag unterzeichne, gehe es eine Schuld ein, die es begleichen müsse und deren Kosten es nicht abwenden könne. Wenn Rating-Agenturen den Verschuldungsgrad berechnen, kann sich das Kredit-Rating der Unternehmen verschlechtern. Gemäß den Daten des DIW führen Kostensteigerungen, Marktrisiken und regulatorische Risiken zu Mehrkosten von 29 Prozent (bei einem Verschuldungsgrad von 1,85). In diesem Fall würden Abnehmer laut Richstein nur dann Verträge unterzeichnen, wenn die auf dem Strommarkt erwarteten Preise über der Steigerung der Schuldenkosten liegen. Diese Behauptung stehe auch im Einklang mit den Risikoberechnungen, die für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien durchgeführt werden, die den Risiken des Strommarktes ausgesetzt sind. Laut Richstein gestalte es sich auch schwierig, sich ein System vorzustellen, dass zu 100 Prozent auf erneuerbare Energien ausgelegt sei und in dem es keinerlei PPAs oder sonstige Fördermechanismen gebe. In diesem Fall müsse man akzeptieren, dass die Risiken deutlich höher sind.

<u>Profil der nächsten Ausschreibungsrunden für erneuerbare Energien</u>

Die Risiken im Strommarkt seien laut Richstein zu großen Teilen der fehlenden politischen Planbarkeit, beispielsweise im Bereich der für die Dekarbonisierung nötigen CO_2-Besteuerung, der Überprüfung der Gebotszonen und auch der Entwicklung der Strompreise, zuzuschreiben. Dem Redner zufolge handle es sich hierbei um ein Argument, das für den Fortbestand von Ausschreibungen für erneuerbare Energien spreche. Der Staat müsse dieses Risiko absichern, da es sich als ineffizient erweisen könne, politische Entscheidungen privaten Akteuren zu überlassen.

[67] Jörn Richstein wies darauf hin, dass in Deutschland Versorgungsverträge für eine maximale Laufzeit von zwei Jahren abgeschlossen werden können.

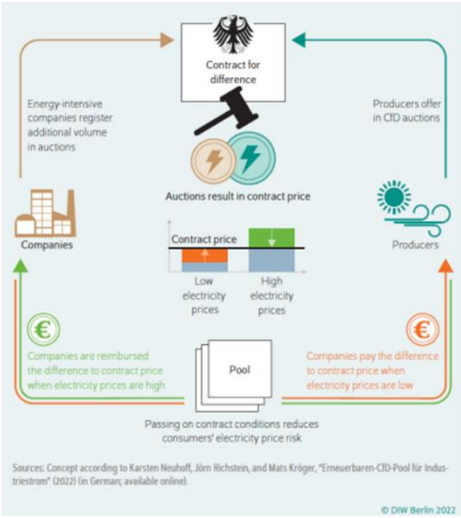

Abbildung 21: Konzeptvorschlag für eine Ausschreibung für erneuerbare Energien. Quelle: Jörn Richstein, DIW.

Zum Abschluss seines Vortrags hat Richstein daran erinnert, dass **es PPAs an sich nicht ermöglichen, die Klimaziele zu erreichen oder den von den Regierungen geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien voranzubringen**. Um die Kosten der erneuerbaren Energien weitestgehend zu reduzieren und ihren stabilen Ausbau zu ermöglichen, sollten Ausschreibungen angepasst werden, um auf ein von der französischen Marktprämie in Form des CfD inspiriertes Modell umzustellen (vgl. Abbildung 21). Die Konditionen des CfD seien an die Stromkunden weiterzureichen, um diese vor den mit den Strompreisen verbundenen Risiken zu schützen. Die größten Energieabnehmer sollten ihren zusätzlichen Bedarf über CfD-Auktionen decken und dabei Exit-Strategien – beispielsweise Werksschließungen – berücksichtigen, um den durch den Abschluss der PPAs gestiegenen Verschuldungsgrad zu verringern.

IV.4 Perspektiven für die Finanzierung von Onshore-Windparks außerhalb von Fördermechanismen

Podiumsdiskussion: Inwieweit können sich Windparks außerhalb von Fördermechanismen finanzieren?

- Claire Bretheau, Rechtsanwältin, Ravetto Associés
- Grégory Faillenet, Geschäftsführer, BPCE Energeco
- Dr. Christian von Gerlach, Leiter Vertrieb und Projektfinanzierung, WKN

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

In einer abschliessenden Podiumsdiskussion wurde diskutiert, inwieweit sich Windparks außerhalb von Fördermechanismen finanzieren lassen. Die Teilnehmer sind zunächst auf den Kontext der Finanzierung ohne Förderung eingegangen und haben anschließend den Trend des vorzeitigen Ausstiegs aus Fördermechanismen besprochen. Zum Abschluss sind sie auf Probleme hinsichtlich der Laufzeitgestaltung dieser neuen Finanzierungsmodelle eingegangen.

Kontext und Finanzierung ohne Förderung

Sowohl in Frankreich als auch in Deutschland **spielen die Fördermechanismen bei der Finanzierung der erneuerbaren Energien nach wie vor eine große Rolle.** Dennoch entwickeln sich auch außerhalb dieser Fördermechanismen Finanzierungsmodelle. Grégory Faillenet, Geschäftsführer des auf Finanzierung spezialisierten Unternehmens BPCE Energeco, berichtete, dass sich die Finanzierung der erneuerbaren Energien derzeit sehr komplex gestalte, da es an lokaler Akzeptanz fehle, ein hoher Eigenkapitalbedarf erforderlich sei und vor dem Hintergrund der gestiegenen Inflation und der Zinsen auch weniger Geld von den Banken verliehen werde. Trotzdem erkenne er trotz allem die grundlegende Tendenz einer positiven Entwicklung der PPAs.

Claire Bretheau, Rechtsanwältin bei Ravetto Associés, hat ihrerseits geschildert, dass der Verwaltungsvertrag 2017 in Frankreich zugunsten eines Marktprämienvertrags verworfen wurde, wodurch es möglich gewesen sei, den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, zu beschleunigen. Sie vertrat die Ansicht, dass **all diese**

Fördermechanismen am Ende lediglich eine Unterstützung sein sollen, bis der Marktpreis erreicht ist. Die aktuelle Verschiebung bei der Finanzierung ohne Förderung zwischen Windenergie und Sonnenenergie, auf die auch Grégory Faillenet hingewiesen hatte, liesse sich ihrer Meinung nach vor allem dadurch erklären, dass zahlreiche *greenfield*-PV-Projekte nicht für Ausschreibungen zugelassen gewesen seien und daher andere Finanzierungsmöglichkeiten ausloten mussten. Die aktuelle Tendenz hinsichtlich der Verträge ließ sich laut den Teilnehmenden der Podiumsdiskussion wie folgt zusammenfassen: Immer mehr Windparks, die aus der Förderung fallen, greifen auf PPAs mit einer kurzen Fälligkeit, zwischen drei und fünf Jahren, zurück. Claire Bretheau sprach sich dafür aus, die rechtlichen Bestimmungen klarer zu fassen, um eine bessere Planbarkeit zu ermöglichen. So sehe sie die größte Hürde darin, diese Modelle in ein langfristiges Projektfinanzierungskonzept einzubinden. Um eine ähnliche Situation wie die im Rahmen des Abnahmevertrages oder der Marktprämie zu erreichen, müsse der *Cashflow* gesichert werden. Im Rahmen einer privaten Initiative und gemäß dem Grundsatz der Projektfinanzierung liegen Risiken außerhalb der Projektgesellschaft, wenn sie vom Abnehmer getragen werden. Bei längeren Laufzeiten werde der Abnehmer versuchen, das Gleichgewicht anzupassen. Und genau dieses Gleichgewicht müsse laut Claire Bretheau Gegenstand der in nächster Zeit geführten Diskussionen sein.

Trend zum vorzeitigen Ausstieg aus Fördermechanismen

Kurz vor der Konferenz hatte die französische Regulierungsbehörde für Energie (CRE) bekannt gegeben, **dass für einige erneuerbare Energien ein Trend zum vorzeitigen Ausstieg aus Förderverträgen verzeichnet werde**, der Ende September eine kumulierte installierte Leistung von 1,3 GW umfasst habe. **Dieses Volumen dürfte in den Jahren 2022 und 2023 die Marke von 3,7 GW übersteigen** und **dem Staat Verluste in einer Größenordnung von sechs bis sieben Milliarden Euro einbringen**[68]**.** Claire Bretheau habe ebenfalls beobachtet, dass es Bewegung in Richtung neuer Finanzierungsstrukturen gebe. So habe sie bei mehreren Anwaltskanzleien registriert, dass es immer mehr Anfragen zum vorzeitigen Ausstieg aus Abnahme- oder Marktprämienverträgen gebe. Da die Marktpreise so stark ansteigen, wolle man neue Verträge abschließen, um stärker von der Preisentwicklung zu profitieren. Der Rednerin zufolge stelle sich diese Frage weniger, wenn sich Windparks dem Ende der Förderung nähern. Soweit die Anlage zu diesem Zeitpunkt nicht abgeschrieben sei, ziehe die Mehrheit die sichere Lösung vor und behalte die laufenden Verträge bei. Sie erinnerte daran, dass bei der Marktprämie die Sicherheit langfristiger Einnahmen angestrebt wird.

Zeitliche Gestaltung und Finanzierung ohne Förderung

Claire Bretheau und Grégory Faillenet sind ebenfalls auf die Diskrepanz zwischen der Betriebsdauer der Infrastruktur und der Dauer des Vorhabens eingegangen, der bereits von Jean-Pierre Riche (IV.2) angesprochen wurde. Neben dieser **zeitlichen Diskrepanz** haben die Teilnehmer der Podiumsdiskussion besprochen, **dass es nötig sei, sich Fragen zur Bonität verschiedener Akteure im Rahmen dieses Leistungsanstiegs für private Verträge zu stellen**. Grégory Faillenet zog dabei ähnliche Schlussfolgerungen wie bereits Jörn Richstein (IV.3). Auch wenn die PPAs an Bedeutung gewinnen, sei seiner Meinung nach eine Vielfalt an Finanzierungsmodellen nach wie vor notwendig. Es sei daher nicht wünschenswert, Fördermechanismen komplett einzustellen. Claire Bretheau hat ebenfalls betont, dass es im Hinblick auf den Rechtsrahmen sowie der Notwendigkeit, wirtschaftliche Risiken dieser privaten Verträge zu berücksichtigen, einer besseren Planbarkeit bedürfe.

[68] CRE (2022): *op.cit.*