



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



RAVETTO ASSOCIÉS

Avocats à la cour

HINTERGRUNDPAPIER

Die Strukturierung der Projektfinanzierung von Windparks im Kontext neuer Fördermechanismen in Frankreich

September 2017

Autorin: Claire Bretheau, Ravetto Associés
claire.bretheau@ravetto-avocats.com

Kontakt: Anoucheh Bellefleur, OFATE
anoucheh.bellefleur@developpement-durable.gouv.fr

Soutenu par:

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par:



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE



Disclaimer

Der vorliegende Text wurde von einem externen Experten für das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Das DFBEW stellt dem Autor lediglich eine Plattform zur Veröffentlichung seines Beitrags zur Verfügung. Die vertretenen Standpunkte stellen deshalb ausschließlich die Meinung des Autors dar. 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 und französischen 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.

Angaben zu Autor und Veröffentlichung

Ravetto Associés ist eine auf den Energiesektor spezialisierte Anwaltskanzlei, die von Legal 500 Paris als branchenführend eingestuft wurde. Die Kanzlei berät private und öffentliche Akteure und steht ihnen auch bei Rechtsstreitigkeiten im Bereich der Energieerzeugung und -übertragung sowie bei Finanzierung, Kauf und Verkauf von Energie und Energieerzeugungsanlagen zur Seite.

Claire Bretheau ist in der Kanzlei für die Praxis der Projektfinanzierung sowie für deutsch-französische Geschäfte im Energiesektor zuständig und befasst sich dabei insbesondere mit Fragen der Leitung deutsch-französischer Gesellschaften.

Das vorliegende Hintergrundpapier wurde ausschließlich zu informativen Zwecken verfasst. Es ist nicht dazu bestimmt, eine Beratung zu rechtlichen, buchhalterischen oder steuerlichen Fragen zu ersetzen und sollte auch nicht zu diesem Zweck verwendet werden.



Inhalt

Disclaimer	1
Angaben zu Autor und Veröffentlichung	1
Einleitung	3
I. Die Projektfinanzierung: aktueller Stand und Akteure	4
I.1. Unterschiede zwischen Projektfinanzierung und klassischer Unternehmensfinanzierung	4
I.2. Projektfinanzierung im Rahmen der Abnahmeverpflichtung	6
I.2.1. Die Eigenkapitalgeber	7
I.2.2. Die Kreditgeber: Kreditinstitute, Finanzleasinggesellschaften und spezialisierte Finanzinstitute	9
II. Neue Fördermechanismen und alternative Finanzierungsmodelle für Windenergieprojekte in Frankreich	11
II.1. Einführung der Marktprämie in Frankreich und Direktvermarktung für Windparkprojekte	12
II.1.1. Beschreibung des Systems der Tarifierlasse (Erlass „Te 2016“ und Erlass „Te 2017“)	13
II.1.2. Die Ausschreibung vom 5. Mai 2017 für die Errichtung und den Betrieb von Onshore-Anlagen zur Stromerzeugung anhand der mechanischen Energie des Windes	15
II.1.3. Der Aggregator: neuer Akteur bei der Gestaltung der Wertschöpfungskette von Windparks	17
II.2. Alternative Finanzierungsarten – die Bürgerfinanzierung	19
II.2.1. Das Auftreten von „Crowdfunding“-Plattformen	20
II.2.2. Die direkte Beteiligung von Gebietskörperschaften an Erneuerbare-Energien-Projekten	21
III. Strukturelle Entwicklung der Finanzierung von Windenergieprojekten	22
III.1. Veränderungen in der Kapitalstruktur der Projektgesellschaft	23
III.2. Die strukturellen Veränderungen der Einnahmen und Ausgaben von Windparkprojekten bedingt durch die neuen Fördermechanismen	24



Einleitung

In den vergangenen 15 Jahren sind Projekte im Bereich erneuerbare Energien und insbesondere Windparkprojekte auf ein starkes Interesse bei Kapitalanlegern (Aktionäre, Investmentfonds, Energiekonzerne) und Anbietern von Krediten (Kreditinstitute, Finanzleasinggesellschaften und spezialisierte Finanzierungsinstitute) gestoßen. Dieser Trend kann größtenteils auf das verminderte Risiko und die vorhersehbaren Renditen aufgrund der **Abnahmeverpflichtung** (*Obligation d'Achat*, meist als **Feed-in-tariff** bzw. **FIT** bezeichnet) zurückgeführt werden, die in Frankreich durch das Gesetz Nr. 2000-108 vom 10. Februar 2000 über die Modernisierung und Weiterentwicklung der öffentlichen Stromversorgung (*Loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité*) sowie durch die Maßnahmen zu dessen Umsetzung eingeführt wurde. Im Rahmen einer Abnahmeverpflichtung wird die von einer Windenergieanlage erzeugte Energie von EDF oder gegebenenfalls von einem lokalen Energieversorgungsunternehmen (*Entreprise Locale de Distribution, ELD*) zu einem weit über dem Marktpreis liegenden „garantierten“ Vergütungssatz gekauft (EDF und die lokalen Energieversorger werden dabei auch als „**verpflichteter Käufer**“ (*Acheteur Obligé*) bezeichnet)¹. Auch die Finanzkraft und die hohe Kreditwürdigkeit von EDF bzw. der ELDs (unter anderem aufgrund von deren öffentlicher Mehrheitsbeteiligung) sorgten bei den kreditgebenden Banken für Vertrauen wegen des verminderten Risikos von „finanziellen Gegenleistungen“ oder Ausfällen bei der Finanzierung von Windparkprojekten. Der feste Vergütungssatz verleiht nicht nur Investitionssicherheit, sondern hat für Windparkbetreiber auch den Vorteil, sich nicht mit der von ihren Anlagen erzeugten Energie befassen zu müssen, da der verpflichtete Käufer gesetzlich angehalten ist, die Funktion des Bilanzkreisverantwortlichen zu erfüllen und den erzeugten Strom auf den Energiemärkten zu verkaufen.

Mit den Reformen zur Umsetzung der Leitlinien der Europäischen Union vom 28. Juni 2014² (**Leitlinien**) in französisches Recht³, wurden die Weichen für durchgreifende Veränderungen beim Aufbau der Finanzierung von Windenergieprojekten gestellt. Die Betreiber von Windparks haben jetzt nicht mehr die Möglichkeit eines sicheren, 15 Jahre gültigen und von den Marktpreisen unabhängigen Vergütungssatzes, sondern sind verpflichtet, den von ihren Anlagen erzeugten Strom auf den Energiemärkten zu verkaufen.

Dennoch stellt die Reform nicht das Ende der staatlichen Förderung der Windenergiebranche dar, denn über die Einnahmen aus Stromverkauf und Kapazitätsgarantien auf den Märkten hinaus haben die Windparkbetreiber Anspruch auf eine sogenannte „**Marktprämie**“ (*Complément de Rémunération, CR*). In der Summe sollten die Einnahmen aus Stromverkauf auf den Märkten und Marktprämie den Betreibern zumindest am Anfang zu Einkünften in Höhe der Beträge verhelfen, die sie im Rahmen des Kaufverpflichtungssystems erhielten. Die Marktprämie wird von EDF auf Antrag des Erzeugers gezahlt, vorausgesetzt, dieser erfüllt die untenstehend aufgeführten Bedingungen.

Bei dem neuen Fördermechanismus müssen sich die Akteure der Windenergiebranche mit den besonderen Bestandteilen des französischen Stromversorgungssystems, wie der Bilanzkreisverantwortung, dem Stromverkauf auf den Großmärkten und dem vor Kurzem eingerichteten Kapazitätsmechanismus vertraut machen. Da der Stromhandel

¹ Gemäß Verordnung Nr. 2016-690 vom 28. Mai 2016 zur Umsetzung von Artikel L.314-6-1 des französischen Energiegesetzbuchs können die unterzeichneten Abnahmeverträge an zugelassene Organisationen übertragen werden. Die Zulassung erhielten zum Beispiel das Unternehmen Enercoop per [Erläss vom 20. September 2016](#) für maximal 75 Abnahmeverträge und eine installierte Höchstleistung von 100 MW und das Unternehmen HydroneXt per [Erläss vom 31. Oktober 2016](#) für maximal 10 Abnahmeverträge und eine installierte Höchstleistung von 50 MW.

² [Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020](#)

³ Für den Windenergiesektor handelt es sich um das französische Energiewendegesetz und das französische Gesetz Nr. 2015-992 vom 17. August 2015 für die Energiewende und grünes Wachstum (*Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*), mit dem das Marktprämiensystem in Artikel L.314-18 ff. des französischen Energiegesetzbuchs (*Code de l'énergie*) eingeführt wurde, seine Durchführungsverordnungen vom 27. Mai 2016 (Verordnung Nr. 2016-682 zur Abnahmeverpflichtung und Marktprämie entsprechend Artikel L. 314-1 und L. 314-18 des französischen Energiegesetzbuchs) und vom 28. Mai 2016 (Verordnung Nr. 2016-691 zur Festlegung der Listen und Eigenschaften der in Artikel L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 und L.314-21 des französischen Energiegesetzbuchs genannten Anlagen) sowie die Erlasse vom 13. Dezember 2016 („**Te 2016**“) und vom 6. Mai 2017 („**Te 2017**“) zur Festlegung der Bedingungen der Marktprämie für den Windenergiesektor, auf die im Folgenden weiter eingegangen wird. Betroffen ist auch die am 5. Mai 2017 eingeleitete Ausschreibung für die Windenergiebranche, die ebenfalls nachfolgend behandelt wird.



auf dem Markt ganz eigene Kompetenzen erfordert, bildet sich derzeit in Frankreich im Bereich der erneuerbaren Energien eine neue Berufsgruppe heraus: die sogenannten „Agrégateurs“ (Direktvermarkter). Diese weisen sehr unterschiedliche Profile auf, so kann es sich um die traditionellen großen Akteure des Energiesektors handeln, aber auch um bereits existierende Energietrader oder um Start-up-Unternehmen, die das günstige Umfeld nutzen, um sich auf den französischen Energiemärkten zu etablieren. Parallel zum Auftreten dieser neuen Akteure kann eine Diversifizierung der Finanzierungsmodelle für Windenergieprojekte festgestellt werden. So sehen die jüngsten auf der Website der französischen Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de régulation de l'énergie, CRE*)⁴ veröffentlichten Ausschreibungen starke Anreize für die partizipative Finanzierung von Windparkprojekten durch Bürger und Gebietskörperschaften vor.

Das vorliegende Hintergrundpapier führt zunächst in die „klassischen“ Strukturen der Projektfinanzierung ein, die in den vergangenen Jahren im Rahmen der Kaufverpflichtung aufgebaut wurden, und liefert eine Bestandsaufnahme der Akteure der Branche. Anschließend wird auf die neuen Fördermechanismen für die Windenergie und die daraus resultierenden Veränderungen für die Projektstrukturierung eingegangen. Abschließend soll die Notwendigkeit eines Wandels bei den Akteuren der Projektfinanzierung in der französischen Erneuerbare-Energien-Branche erläutert werden.

I. Die Projektfinanzierung: aktueller Stand und Akteure

Zunächst einmal sollen auf die wesentlichen Prinzipien der Projektfinanzierung im Unterschied zur klassischen Unternehmensfinanzierung eingegangen und der traditionelle Aufbau der Projektfinanzierung betrachtet werden.

I.1. Unterschiede zwischen Projektfinanzierung und klassischer Unternehmensfinanzierung

Die Unternehmensfinanzierung (bzw. „Corporate finance“) wird gewöhnlich der Projektfinanzierung gegenübergestellt. Sie baut auf der Analyse der Bilanzen und der Zahlungsfähigkeit des Kreditnehmers auf: Der im Rahmen einer Unternehmensfinanzierung gewährte Kreditrahmen ist von der Einhaltung bestimmter Zahlen oder Kennzahlen abhängig, die auf Basis der Bilanzen (und ihrer Anhänge) des Kreditnehmers berechnet werden. Zu diesen Zahlen bzw. Kennzahlen gehören beispielsweise

- die Nettoverschuldung des Kreditnehmers
- die Höhe des Eigenkapitals des Kreditnehmers
- das EBITDA⁵
- die Bilanzsumme
- die Netto-Finanzlage des Kreditnehmers
- das Umlaufvermögen
- die kurzfristigen Verbindlichkeiten des Kreditnehmers.

Dagegen baut die Projektfinanzierung auf „zukünftige Einnahmen“ aus dem von der Finanzierung betroffenen Projekt auf. Sie erfolgt über ein speziell auf die Bedürfnisse des Projektes ausgerichtetes Instrument: die *Projektgesellschaft* (*Société de Projet, SPV*)⁶. Diese erhält Genehmigungen, unterzeichnet die zum Bau und Betrieb des Windparkprojekts erforderlichen Verträge, empfängt die vom Projekt erzeugten Einnahmen (Verkauf des vom Windpark er-

⁴ Siehe die [Ausschreibung vom 5. Mai 2017 für die Errichtung und den Betrieb von Onshore-Anlagen zur Stromerzeugung anhand der mechanischen Energie des Windes](#) auf der Website der CRE sowie: DFBEW (2017), [Deutsche Übersetzung des Lastenheftes der Ausschreibung vom 5. Mai 2017 für Onshore-Windparks ab 7 Anlagen](#).

⁵ Der Begriff EBITDA steht für „*Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*“. Er entspricht dem Bruttobetriebsüberschuss und misst die Vermögensbildung vor Kostenberechnung.

⁶ „SPV“ ist die Abkürzung des englischen „*Special Purpose Vehicle*“. Der Begriff wird gemeinhin zur Bezeichnung von mit einem bestimmten Ziel gegründeten Zweckgesellschaften verwendet, die das von der Finanzierung betroffene Projekt tragen.



zeugten Stroms) und nimmt im Rahmen der Projektfinanzierung Schulden auf. Die Projektfinanzierung wird oft als „regresslose Finanzierung“ beschrieben, da die Bank hier im Prinzip über keinerlei Rechtsmittel den Gesellschaftern gegenüber verfügt. Sollte es zu einem Ausfall des Kreditnehmers kommen, so kann der Kreditgeber den Teilhabern gegenüber weder eine Garantie noch eine Bürgschaft oder Solidaritätsverpflichtung geltend machen, um diese zur Zahlung anstelle des ausgefallenen Kreditnehmers zu verpflichten. Stattdessen verfügt die Bank lediglich über Garantien oder Sicherheiten bezüglich der Aktiva des Kreditnehmers und der Aktien oder Anteile, die dessen Kapital bilden, nicht jedoch über persönliche Garantien der Teilhaber des Kreditnehmers. In der Praxis wird dieses Prinzip während der Bauphase dahingehend abgeschwächt, dass im Falle von Finanzierungsdefiziten, eingeschränkte Regressmöglichkeiten den Teilhabern oder Sponsoren gegenüber zur Verfügung stehen. Sollten zum Beispiel die Kapitalausgaben – CAPEX⁷ – des Projektes die im ursprünglichen Investitionsbudget vorgesehenen Beträge übertreffen oder wenn von dem Rechtsaudit ein Risiko aufgedeckt wird, so kann zur Aufstockung der Eigenbeteiligung oder bis zur Aufhebung des festgestellten rechtlichen Risikos, den Teilhabern gegenüber ein Regressanspruch eingeführt werden.

Die von einem Windpark „mit Abnahmeverpflichtung“ erwirtschafteten Einnahmen werden anhand bestimmter Hypothesen zum voraussichtlichen Ertrag des Windparks errechnet. Diesen Hypothesen liegen zwei unterschiedlich hohe Ertragsprognosen zugrunde:

- der Ertrag „P50“ entspricht einer durchschnittlichen Erzeugung, wobei der Ertrag [X] MWh zur Hälfte der Zeit überschritten wird.
- der Ertrag „P90“, bei dem der Ertrag [X] MWh zu 90% des Jahresverlaufs übertroffen wird. Der Ertrag „P90“ entspricht einer vorsichtigeren Ertragsprognose.

Bei der finanziellen Modellierung des Projekt-Cashflow gründen die meisten Banken ihre Risikoanalyse eher auf die konservative Statistik „P90“ als auf die Statistik „P50“.

Als ausschlaggebende Kennzahl verwenden die Kreditgeber bei der Projektfinanzierung den im Englischen als **Debt Service Cover Ratio** bzw. **DSCR** bezeichneten Schuldendienstdeckungsgrad⁸. Dieser wird meistens für ein Jahr berechnet, wobei als Zähler die vom Projekt erzeugten Einnahmen und als Nenner die im gleichen Zeitraum anfallenden Kreditraten (Kapital und Zinsen) eingesetzt werden. Diese Kennzahl wird in den Projektfinanzierungsverträgen genannt. Sie muss mindestens über 1 betragen, um sicherzustellen, dass die vom Projekt erzeugten Einnahmen die Tilgung der Kreditraten ermöglichen. Ein DSCR von 1 oder darunter stellt im Rahmen der Finanzierung eine Zahlungsunfähigkeit dar: Hier müsste sich das Unternehmen bei seinen Teilhabern verschulden oder eine Kapitalerhöhung durchführen, um seine Schuldenlast decken zu können.

Je höher der DSCR, umso besser ist die Kreditwürdigkeit des Projektes und umso geringer kann der erforderliche Eigenfinanzierungsanteil ausfallen. Insofern wird die Höhe des zur Projektfinanzierung erforderlichen Eigenkapitals in Abhängigkeit zu dem zu erwartenden DSCR festgelegt.

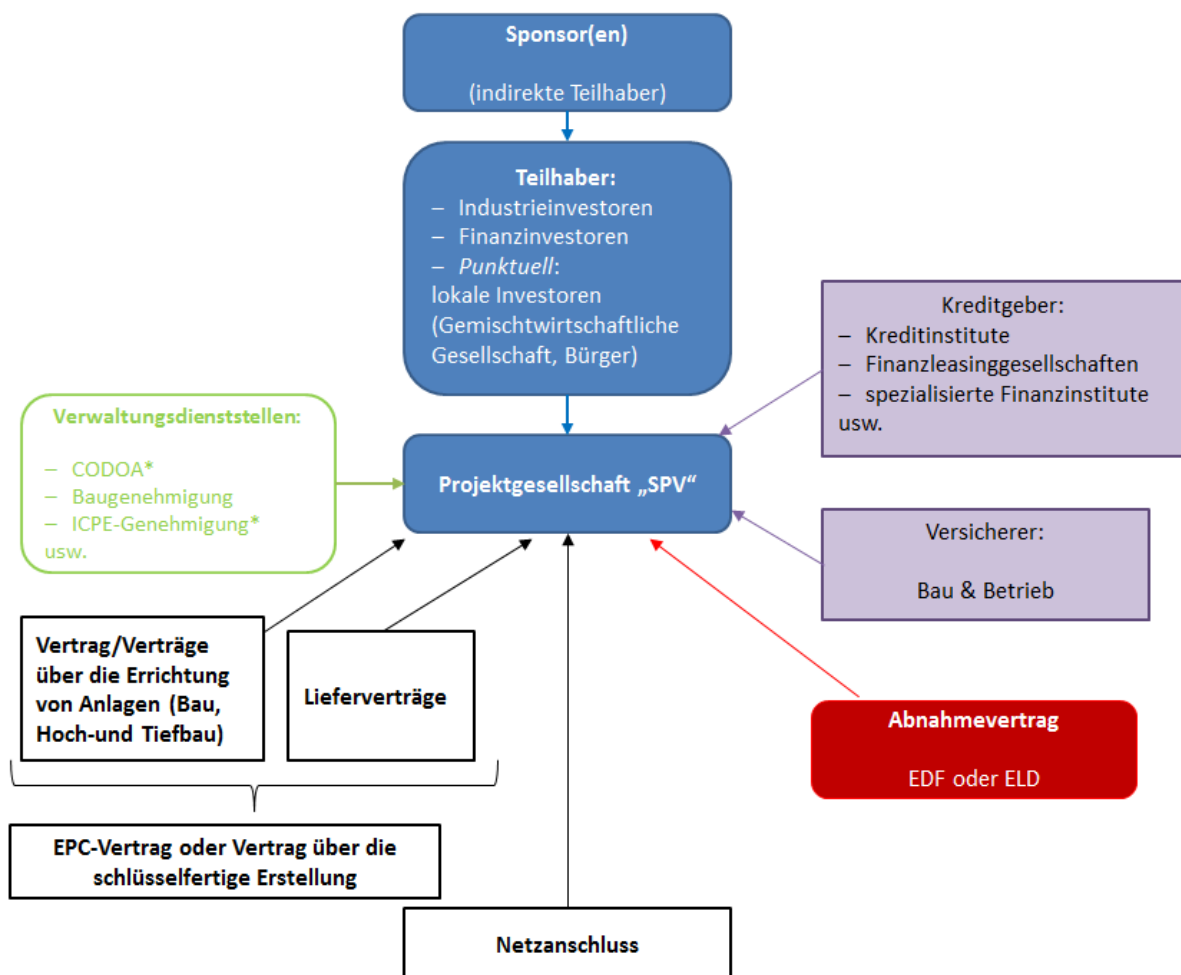
⁷ CAPEX steht für „*capital expenditures*“ und bezeichnet die Kapitalinvestitionsausgaben des Projektes.

⁸ Der Schuldendienstdeckungsgrad (im Englischen DSCR) bezeichnet das Verhältnis zwischen Bruttobetriebsüberschuss und Schuldendienst (Kapital + Zinsen). Mit ihm wird ermittelt, ob ein Unternehmen in der Lage ist, eine zur Deckung seiner jährlichen Kreditraten ausreichende Betriebsmarge zu erwirtschaften.

I.2. Projektfinanzierung im Rahmen der Abnahmeverpflichtung

Hier soll zunächst das klassische Schema der Projektfinanzierung im Rahmen der Abnahmeverpflichtung dargestellt werden. Anschließend werden die Profile sowohl der Anleger, die das zur Finanzierung von Windenergieprojekten erforderliche Eigenkapital beitragen (I.2.1), als auch der im Bereich der Finanzierung von Windenergieprojekten tätigen Geld- oder Kreditgeber (I.2.2) vorgestellt.

Das folgende Schema gibt einen Überblick zur klassischen Windparkfinanzierung im Rahmen der Abnahmeverpflichtung:



*CODOA: zur Abnahmeverpflichtung berechtigendes Zertifikat (*Certificat Ouvrant Droit à l'Obligation d'Achat*)

*ICPE-Genehmigung für umweltgefährdende Industrieanlagen (*Installation Classée pour la Protection de l'Environnement*)

Abbildung 1 – Klassisches Schema der Projektfinanzierung eines Windparks mit FIT



1.2.1. Die Eigenkapitalgeber

a) Der Begriff „Eigenkapital“ in französischen Ausschreibungen: Erfahrungen aus der Photovoltaik-Branche

Zunächst einmal ist festzuhalten, dass der Begriff „Eigenkapital“ keinen rechtlichen Wert hat. In der Buchführung stellt das Eigenkapital die Summe aus Stammkapital, diversen Prämien (Emissionsagios), Vortrag auf neue Rechnung und Geschäftsjahresergebnis dar. Nicht inbegriffen sind Schuldtitel jeglicher Art (Gesellschafterdarlehen usw.).

Die Akteure der Projektfinanzierung haben jedoch eine weiterreichende Auffassung des Begriffs Eigenkapital, der hier gemeinhin die **Eigenfinanzierung von Projekten im Gegensatz zur Bankfinanzierung** bezeichnet. Dieses **weiterreichende Eigenkapital-Konzept** umfasst damit sowohl das Stammkapital als auch Gesellschafterdarlehen, konzerninterne Darlehen, Wandelanleihen usw.

Dieses Fehlen einer klaren Definition des Begriffs „Eigenkapital“ hatte im Rahmen, der als „CRE 4“ bezeichneten und am 24. August 2016 gestarteten Ausschreibung für Freiflächen-Photovoltaikanlagen mit Leistungen zwischen 500 kWp und 17 MWp, zahlreiche Fragen aufgeworfen. Im Rahmen des ersten Gebotszeitraums der „CRE 4“-Ausschreibung waren eine Vielzahl an Fragen mit dem Ziel gestellt worden, eine genauere Definition der Kriterien zur Erhöhung der Marktprämie für Projekte mit Verpflichtung zur Bürgerfinanzierung⁹ zu erhalten. Als Konsequenz wurde im März 2017 das Lastenheft¹⁰ geändert, um die Antworten der CRE in die „Fragen und Antworten“ der ersten Ausschreibungsrunde aufzunehmen:

„Unter Kapital ist die Summe aus Eigenkapital und Quasi-Eigenkapital zu verstehen, wobei das Quasi-Eigenkapital die finanziellen Ressourcen umfasst, die dem Eigenkapital in buchhalterischer Hinsicht nicht entsprechen, aber ähneln. Es handelt sich um Finanzierungsinstrumente, die zu einem später eintretenden Anspruch auf Kapitalanteile führen. Dazu gehören insbesondere Gesellschafterdarlehen, Wandelanleihen und Optionsscheine auf Anleihen. Einfache Obligationen sowie Beteiligungsdarlehen oder auch nachrangige Papiere sind nicht inbegriffen.“

Somit ist nach dieser Definition das „Eigenkapital“ weder ein rechtlicher noch ein buchhalterischer Begriff, sondern eher ein breit angelegtes Konzept, das „Eigenkapital“ und „Quasi-Eigenkapital“ umfasst und bei dem es sich nicht zwangsläufig um das Stammkapital handelt. Zu den verschiedenen Finanzinstrumenten mit späterem Anspruch auf Kapitalanteile gehören insbesondere auch die Gesellschafterdarlehen: Diese eröffnen prinzipiell keinen Anspruch auf Kapitalanteile (ausgenommen in bestimmten Fällen wie bei Kapitalerhöhungen durch Umschichtung von Schuldverpflichtungen der Gesellschafterdarlehen).

Diese „Kapital“-Definition der CRE wurde für die im Folgenden untersuchte Ausschreibung für Onshore-Windenergie vom 5. Mai 2017¹¹ übernommen.

b) Die Eigenkapitalgeber

Bei den „Eigenkapitalgebern“ handelt es sich in den meisten Fällen um direkte oder indirekte Teilhaber der Projektgesellschaft. Sie tragen die notwendigen Mittel zunächst für die Entwicklung des Projektes (insbesondere die Beantragung sämtlicher Genehmigungen und die Durchführung von Studien) und anschließend für die anteilige Finanzierung des Windparkbaus (erste Anzahlungen im Rahmen der Verträge für Hoch- und Tiefbauarbeiten, der Windpark-Bauverträge oder für die Zulieferung beispielsweise von Ausrüstung) bei.

⁹ Die Bedingungen der Gewährung dieses „Bonus“ bei Verpflichtung zur Bürgerfinanzierung werden im untenstehenden Abschnitt II.1.2 zur Ausschreibung vom 5. Mai 2017 für Windparkprojekte beschrieben.

¹⁰ [Lastenheft der französischen Ausschreibung über die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Stromerzeugung mithilfe der Solarenergie „Freiflächenanlagen zwischen 500 kWp und 17 MWp“ in seiner geänderten Fassung vom 30. März 2017](#), S.18. (auf Französisch)

¹¹ [Lastenheft der französischen Ausschreibung für die Errichtung und den Betrieb von Onshore-Anlagen zur Stromerzeugung anhand der mechanischen Energie des Windes](#), Definition des Begriffs „Kapital“, S. 7. (auf Französisch)



Die Studie zur französischen Windenergiebranche¹² der französischen Agentur für Umwelt und Energie (*Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie*, ADEME) vom 23. Januar 2017 unterscheidet zwischen verschiedenen Investitionsstrategien und damit auch zwischen verschiedenen Investorenprofilen, die gewöhnlich in Windparkprojekten auftreten:

- „Investoren, die Akteure des Energiesektors sind und über interne Kapazitäten verfügen um die Entwicklung und/oder des Betriebs des Windparks zu übernehmen (Stromversorger oder Projektentwickler)

bzw.

- Finanzinvestoren, die das operative Geschäft an Dritte übertragen.“

In der Praxis existieren sowohl Finanzierungsmodelle, in denen nur eines dieser beiden Investorenprofile an der Eigenkapitalfinanzierung des Windparkprojektes beteiligt ist, als auch Modelle, in denen beide Investorenprofile sich die Eigenkapitalanteile aufteilen und/oder beteiligungsähnliche Mittel¹³ (Gesellschafterdarlehen, Wandelanleihen) beisteuern.

Zu den Akteuren des Energiesektors gehören natürlich bestimmte französische Stromerzeuger, aber auch ausländische Unternehmen, die ab der Einführung des Abnahmeverpflichtungssystems in französische Windparkprojekte investiert haben.

Wie im Folgenden zu sehen, treten inzwischen in den Windpark-Finanzierungsmodellen Gebietskörperschaften und „Bürger“ stärker an der Seite dieser klassischen Investoren auf.

c) Der interne Zinsfuß als ausschlaggebende Kennzahl bei der Eigenkapitalinvestition

Im Unterschied zu den auf dem Finanzierungsmarkt für Windparks aktiven Kreditgebern, die sich vor allem auf den DSCR stützen, dient den Eigenkapital - oder Quasi-Eigenkapital - Investoren der interne Zinsfuß (*Taux de Rentabilité Interne*, TRI) als wichtigste Kennzahl.

Besonders ausschlaggebend ist der TRI für Investitionen durch Finanzinvestoren, denn die Akteure des Energiesektors können, über die Verzinsung ihres Eigenkapitals hinaus, in den Genuss von Einnahmen aus den verschiedenen Dienstleistungen kommen, die sie punktuell oder während der gesamten Projektdauer anbieten (insbesondere im Rahmen eines Entwicklungsvertrags, eines schlüsselfertigen Bauvertrags, eines Vertrags zur administrativen oder technischen Verwaltung oder auch eines Wartungsvertrags).

Der interne Zinsfuß (TRI Aktionäre) wird anhand der Cashflow-Tabelle des Windparkprojektes berechnet. Dabei werden die [nach Rückzahlung des Schuldendienstes](#) für die Vergütung der Aktionäre bereitstehenden Cashflow-Mittel zugrunde gelegt.

¹² [Studie der ADEME vom 23. Januar 2017 über die französische Windenergiebranche: bilan, prospective et stratégie \(Bilanz, Aussichten und Strategie\)](#), S.22 und 23. (auf Französisch)

¹³ *Quasi-Equity*



I.2.2. Die Kreditgeber: Kreditinstitute, Finanzleasinggesellschaften und spezialisierte Finanzinstitute

Die ersten französischen Windparkprojekte wurden nicht ausschließlich per Bankkredit finanziert: Vor gut zwölf Jahren wurden diese Projekte in Form von Leasingverträgen auch durch sogenannte „Gesellschaften zur Finanzierung von Energiesparinitiativen“ (*Sociétés de Financement des Économies d'Énergie*, Sofergie) finanziert, die das gesamte Eigentum der betroffenen Windenergieanlagen erwarben. Die Projektgesellschaft bezahlte dabei eine Leasingmiete mit Kaufoption zum Ende des Leasingzeitraums. Heute ist das Leasing-Finanzierungsmodell selten geworden und die meisten Windparkprojekte werden über die im obenstehenden Abschnitt I.2.1. behandelten Eigenkapitalbeteiligungen (meist in Höhe von 10 bis 20%) finanziert, wobei die übrige Finanzierung (80 bis 90 %) durch ein oder mehrere Kreditinstitut(e) erfolgt.

a) „Kommerzielle“ Finanzierungsmodelle

Bei dem/den Kreditgeber(n) handelt es sich im Wesentlichen um Kreditinstitute oder Finanzierungsgesellschaften. Dabei sind auf dem französischen Windparkfinanzierungsmarkt vor allem französische und deutsche Banken aktiv.

Eine 2015 veröffentlichte Studie des französischen Bankenverbands (*Fédération Bancaire Française*)¹⁴ listet die im Erneuerbare-Energien-Sektor aktiven französischen Institute auf. Dabei handelt es sich in erster Linie um die oben erwähnten Sofergie-Gesellschaften, die oft Filialen großer Bankkonzerne sind: Natixis Energéco (BPCE-Konzern), Norbail Sofergie, BPI France, Sogefinerg und CA-Unifergie. Sie finanzieren heute vor allem in Form von Bankdarlehen und nicht mehr über Leasing. Die Studie nennt zudem mehrere französische Kreditinstitute, die Erneuerbare-Energien-Projekte auch direkt finanzieren: BNP Paribas, Crédit Agricole, Société Générale, BPCE-Konzern (Caisses d'Épargne), Banque Postale und der Konzern Crédit Mutuel-CIC. Auch der Crédit Coopératif kann dazugezählt werden. Neben den französischen Banken agieren auch diverse deutsche Banken in Frankreich: Landesbank Saar, HSH Nordbank, Nord LB, Commerzbank, Bremer Landesbank und Bayern LB. Einige von ihnen waren bereits seit der Einführung der Abnahmeverpflichtung in Frankreich auf dem französischen Windparkfinanzierungsmarkt aktiv: Damals stand die französische Windenergiebranche noch am Anfang, die deutschen Banken verfügten jedoch bereits über ausreichende Erfahrungen mit der Finanzierung einer ausgereiften deutschen Windenergiebranche. Auch andere Akteure sind bereits gut auf dem französischen Markt etabliert, wie etwa die niederländische Bank Triodos.

Die bei der in der Projektfinanzierung tätigen Banken weisen unterschiedliche Profile auf: Öffentliche oder private Investmentbanken, Geschäfts- oder Genossenschaftsbanken, landesweit tätige oder regionale Banken. Die in die Projektgesellschaft investierten Gelder beschaffen sie sich auf den Kapitalmärkten oder im Interbankenhandel, wobei die öffentlichen Banken je nach ihrer Rechtsform über weitere Refinanzierungsquellen verfügen.

Die klassische Vertragsstruktur der Projektfinanzierung von Windparks umfasst in der Regel folgende Unterlagen:

- einen mit dem Kreditnehmer (der Projektgesellschaft) unterzeichneten Kreditvertrag
- einen mit den direkten und gegebenenfalls indirekten (Sponsoren) Teilhabern des Projektes unterzeichneten Vertrag „zwischen Kreditgebern“, der den verpflichtenden Eigenkapitalbeitrag und gegebenenfalls die Nachordnung der Forderungen der Gesellschafter und des Sponsors bzw. der Sponsoren festlegt. Diese werden ausschließlich unter Einhaltung einer bestimmten Rangordnung gezahlt. Der Vereinbarung gehen oft langwierige Verhandlungen voraus, denn sie umfasst eventuelle „begrenzte“ Regressforderungen an die Gesellschafter und/oder die Sponsoren, wenn beim Projektaudit bestimmte Risiken festgestellt werden, die vor Annahme der regresslosen Projektfinanzierung ausgeräumt werden müssen.
- Die wichtigsten Unterlagen bezüglich der Sicherheiten:
 - gewerbliche Forderungsabtretungen des Kreditnehmers (nach dem sogenannten „Daily-Abtretung“): Forderungsabtretungen des Kreditnehmers im Rahmen der Projektverträge und ins-

¹⁴ Banque et Climat (2015), [Studie des französischen Bankenverbands](#), S.6-9 (auf Französisch)



besondere des Abnahmevertrags mit EDF oder einem ELD sowie Versicherungsverträge (wobei auch eine „*Délégation*“ möglich ist);

- o gegebenenfalls direkte Vereinbarungen oder unvollständige Abtretungen („*Délégations imparfaites*“)¹⁵, durch die bei Ausfall des Kreditnehmers eine Übernahme des Vertrags durch den ersetzten Kreditgeber (oder einen vom Kreditgeber ernannten ersetzten Dritten) ermöglicht wird,
- o die Verpfändung der Anteile bzw. von Depotkonten (über 100% der Aktien oder Anteile des Stammkapitals des Kreditnehmers);
- o ein besitzloses Pfandrecht auf die Ausrüstung (bewegliches Vermögen) des Windparks;
- o die Verpfändung des Kontosaldo der Bankkonten und insbesondere des Saldo des der Schulderrückstellung bestimmten Rückstellungskontos,
- o eine Hypothek über die dinglichen Rechte aus Erbpacht („*Bail emphytéotique*“)¹⁶ oder Erbbau („*Bail à construction*“).

Diese Vertragsstruktur kann je nach Kreditgeber unterschiedlich gestaltet werden (insbesondere mit Blick auf die Sicherheitsunterlagen). Aber auch „typische“ Kreditverträge fallen je nach Kreditgeber unterschiedlich aus. Sogenannte „bilaterale“ Windparkfinanzierungen, bei denen sämtliche Darlehen von einem einzigen Kreditgeber stammen, sind dabei meistens flexibler, da hier nur zwei Parteien beteiligt sind: der Kreditnehmer und der Kreditgeber. Somit kann bei einer bilateralen Finanzierung ein „Standard“-Kreditvertrag oder aber ein spezieller „hauseigener“ Vertrag des Kreditgebers eingesetzt werden, da nicht mit einem standardisierten Vertrag auf die Anforderungen aller an der Projektfinanzierung beteiligten Kreditgeber eingegangen werden muss.

Hingegen im Falle eines Konsortialkredits mit verschiedenen Kreditgebern (insbesondere wenn von Beginn des Aufbaus der Finanzierung an ein Bankenkonsortium eingesetzt wird) werden in den meisten Fällen „LMA¹⁷“-Standard-Kreditverträge eingesetzt, die teilweise, entsprechend den Rechtsberatern des Kreditgebers, geändert werden: Die LMA-Verträge erfordern zahlreiche Unterlagen, daher können sie bei kleinen Windparkprojekten einen erheblichen Arbeitsaufwand sowohl für den Kreditnehmer als auch für den Kreditgeber verursachen. Jegliche Änderung am Kapital der Projektgesellschaft oder am Kredit bzw. an den Krediten (zum Beispiel die Bedingungen oder das Laufzeitprofil des Kredits) oder am Projekt selbst kann zu bedeutenden Nachträgen am Kreditvertrag bzw. den Kreditverträgen führen, wie etwa zu einer Änderung an der Schuldkontrolle oder eine Umstrukturierung der Kredite. Dennoch bietet die LMA-Dokumentation den Vorteil, bestimmten internationalen Standards zu entsprechen und sich besonders für große Windparkprojekte zu eignen.

b) Die KfW: Ein entscheidender Akteur in Deutschland

Einer 2014 zum Zeitpunkt der Novellierung des EEG veröffentlichten Studie¹⁸ zufolge, werden in Deutschland 80 Prozent der Windpark-Finanzierungen mithilfe von Mitteln der KfW (*Kreditanstalt für Wiederaufbau*)¹⁹ finanziert. Die Kreditlinien der KfW sind dabei nicht nur den in Deutschland angesiedelten Windparks vorbehalten, sondern

¹⁵ Direkte Vereinbarungen sowie die „*Délégation imparfaite*“ sind Sicherheiten, die dem Kreditgeber die Möglichkeit geben, „den Vertrag zurückzunehmen“ und bei Ausfall des Kreditnehmers dessen Stelle einzunehmen.

¹⁶ Die Erbpacht ist ein langfristiger Pachtvertrag mit einer Laufzeit von mindestens 18 und höchstens 99 Jahren. Dabei handelt es sich um ein dingliches Grundstücksrecht (wie das Erbbaurecht), so dass der Pächter auf die gepachteten Grundstücke eine Hypothek aufnehmen kann (s. französisches Gesetz über Landwirtschaft und Meeresfischerei (*Code rural et de la pêche maritime*), Artikel L451-1 ff.).

¹⁷ Die *Loan Market Association* (LMA) ist ein Verband mit Sitz in London, der die Verbesserung der Liquidität, der Transparenz und der Effizienz des europäischen Marktes für syndizierte Kredite zum Ziel hat und Standard-Unterlagen für diese Art von Geschäften herausgibt. Der Verband umfasst Geschäfts- und Investmentbanker, Regulatoren, Kreditnehmer, Ratingagenturen, Investoren und Anwaltskanzleien. Das „LMA-Modell“ ist ein Modell für einen syndizierten Kreditvertrag nach französischem Recht, das der Ausgabe von ungesicherten Schuldtiteln und *Investment-Grade-Investoren* bestimmt ist.

¹⁸ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2014), *Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Finance, discussion paper 1387*, S.8 (auf Englisch).

¹⁹ Die KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) ist eine Einrichtung nach deutschem Recht, die durch das KfW-Gesetz vom 5. November 1948 ins Leben gerufen wurde. Ursprünglich diente sie der Finanzierung des deutschen Wiederaufbaus insbesondere durch Koordinierung der Hilfen des Marshall-Plans. Heute ist die KfW der Durchführung gemeinnütziger Programme bestimmt, wie etwa der Förderung von KMU und von Firmengründungen, der Förderung der energetischen Gebäudesanierung und der Finanzierung von Techniken für erneuerbare Energien.



können unter bestimmten Bedingungen auch für Projekte im Ausland in Anspruch genommen werden. So konnten auch einige französische Windparks mithilfe von KfW-Mitteln finanziert werden.

Diese Windparkprojekte können v. a. das KfW-Programm 270²⁰ nutzen, das Standard-Programm der KfW für erneuerbare Energien. Dieses bietet den zuschlagsfähigen Anlagen die Möglichkeit eines besonders niedrigen Festzinses (ab 1,05%) für Kreditlaufzeiten von zehn bis zwanzig Jahren. Daher bleibt die Windpark-Finanzierung mit Refinanzierung über die KfW weiterhin attraktiver als über die Geschäftsbanken, und das obwohl die Zinssätze dieser Banken, die sich im Interbankenhandel refinanzieren, in den vergangenen Jahren äußerst wettbewerbsfähig waren.

Allerdings sind nicht alle in Frankreich errichteten Windparks für eine KfW-Refinanzierung zuschlagsfähig:

- Nur Projekte von Windparks, die noch nicht in Betrieb genommen wurden (sogenannte „Greenfield“-Projekte) können einen Refinanzierungsantrag bei der KfW einreichen.²¹
- Die Kreditlinien der KfW sind deutschen Firmen und ihren Filialen bzw. Joint Ventures mit „signifikanter deutscher Beteiligung“ (in allerdings nicht klar festgelegter Höhe) vorenthalten. In der Praxis eröffnet eine direkte oder indirekte deutsche Beteiligung in Höhe von rund 30 Prozent an französischen Windparkprojekten oft eine Refinanzierung über die KfW.

Der Aufbau dieser Finanzierung ist dabei relativ einfach: Der Kreditnehmer muss sich an ein von der KfW zugelassenes Kreditinstitut wenden, das wiederum den Refinanzierungsantrag an die KfW stellt. Dabei ist zu betonen, dass der Zugriff auf die Mittel der KfW nicht nur deutschen Banken offensteht. Auch einige französische Banken haben die Zulassung erhalten und können so die Refinanzierungslinien der KfW für sich nutzen.

Die klassische Struktur einer KfW-Finanzierung entspricht im Wesentlichen der im obenstehenden Punkt a) angesprochenen Vertragsstruktur, wobei diese in einigen Punkten an die Besonderheiten der KfW angepasst wurde. Es besteht keine vertragliche Bindung zwischen der Projektgesellschaft und der KfW, da die Refinanzierungsvereinbarungen direkt zwischen der (Geschäfts-)Bank der Projektgesellschaft und der KfW unterzeichnet werden. Dabei legt die Bank der Projektgesellschaft einige dieser Verpflichtungen direkt auf den mit der Projektgesellschaft unterzeichneten Kreditvertrag um. Dies betrifft insbesondere die Provision im Falle der Nichtinanspruchnahme sowie die Zinsbedingungen und/oder die vorzeitige Rückzahlung.

II. Neue Fördermechanismen und alternative Finanzierungsmodelle für Windenergieprojekte in Frankreich

Ursprünglich sollten die Fördermechanismen für die französische Windenergiebranche nicht vor 2019 erneuert werden. Denn der Erlass vom 17. Juni 2014 zur Festlegung der Abnahmebedingungen für mithilfe der mechanischen Energie des Windes durch Onshore-Anlagen erzeugten Strom, der als Folge der Aufhebung des Erlasses vom 17. November 2008 zur Festlegung der Abnahmebedingungen für mithilfe der mechanischen Energie des Windes erzeugten Strom²² angenommen wurde, war der Europäischen Kommission auf rechtskräftige Weise mitgeteilt worden und sollte theoretisch für noch rund zehn Jahre gelten. Doch die im Rahmen des französischen Haushaltsgesetzes 2016 eingeführte Reform der französischen Strompreismulde für öffentliche Dienstleistungen (*Contribution au Service Public de l'Électricité*, CSPE)²³ erforderte eine neue Notifizierung an die Kommission und eine den Leitlinien entspre-

²⁰ S. Website der KfW: [Kredit 270 - Erneuerbare Energien Standard](#).

²¹ Dieses Prinzip wird von einigen Ausnahmen abgeschwächt: (i) im Falle des Erwerbs eines Windparks, der seit über 12 Monaten nicht ans Netz angeschlossen ist oder (ii) im Falle des Erwerbs eines Windparks, für den nicht bereits ein KfW-Programm genutzt wird, mit dem Ziel der Erhöhung seiner Leistung durch ein Modernisierungsprogramm.

²² Mit dem [Beschluss Nr. 324852 vom 28. Mai 2014](#), hob der französische Staatsrat (*Conseil d'Etat*) in Entscheidung einer Streitsache den [Erlass vom 17. November 2008 zur Festlegung der Abnahmebedingungen für Strom, der von Anlagen mithilfe der mechanischen Energie des Windes erzeugt wird](#) und den diesen ergänzenden [Erlass vom 23. Dezember 2008](#) auf.

²³ Die CSPE ermöglicht den Stromversorgern (EDF und lokale Energieversorgungsunternehmen) einen Ausgleich der Mehrkosten, die ihnen durch ihren öffentlichen Dienstauftrag entstehen können.



chende staatliche Förderung. Damit führte sie zu einer plötzlichen Veränderung und zur verfrühten Umstellung der Windenergiebranche auf die neuen Fördermechanismen. Diese verpflichten einerseits zum Verkauf des vom Windpark erzeugten Stroms auf den Energiemärkten und andererseits zu einer staatlichen Hilfe in Form einer in Frankreich als „Complément de rémunération“ bezeichneten Prämie (nachstehend auch „Marktprämie“).

Im Folgenden werden das neue System für Windparks (II.1) sowie die entsprechenden neuen Modelle für Windparks mit Bürgerfinanzierung vorgestellt, deren Attraktivität im Rahmen der Ausschreibungen weiter gestiegen ist ²⁴ (II.2).

II.1. Einführung der Marktprämie in Frankreich und Direktvermarktung für Windparkprojekte

Für neue Anlagen wurden die Bedingungen für eine Marktprämie durch zwei Erlasse zur „Festlegung der Bedingungen der Marktprämie für mithilfe der mechanischen Energie des Windes erzeugten Strom“ festgelegt ²⁵:

- der [Erlass vom 13. Dezember 2016](#) ²⁶ für vor 2016 eingereichte vollständige Marktprämienvertragsanträge (im Folgenden „Te 2016“)
- der [Erlass vom 6. Mai 2017](#) ²⁷ für 2017 eingereichte vollständige Marktprämienvertragsanträge und für Anlagen mit höchstens sechs Windgeneratoren und einer Höchstleistung von 3 MW pro Windgenerator (im Folgenden „Te 2017“).

Noch unbekannt sind allerdings die Bedingungen für die Umstellung bestehender Windparks vom System mit Abnahmeverpflichtung auf das Direktvermarktungssystem mit Marktprämie ²⁸. Artikel L.314-19 und R.314-19 des französischen Energiegesetzbuchs (*Code de l'énergie*) geben Anlagen mit Abnahmevertrag unter bestimmten Bedingungen die Möglichkeit, ihren Kaufvertrag vorzeitig zu kündigen (genauer gesagt, zu unterbrechen), um anstelle der Abnahmeverpflichtung die Marktprämie in Anspruch zu nehmen. Die genauen Bedingungen soll ein bisher noch nicht veröffentlichter Erlass festlegen.

Gleichzeitig wurde am 5. Mai 2017 das Lastenheft für Ausschreibungen (im Folgenden „die [Ausschreibung](#)“) über die Errichtung und den Betrieb von Onshore-Anlagen zur Stromerzeugung mithilfe der mechanischen Energie des Windes veröffentlicht ²⁹. Dieses Ausschreibungsmodell betrifft Windparks mit mindestens sieben Windgeneratoren oder mindestens einem Windgenerator mit einer Leistung über 3 MW (bzw. Anlagen, die die Ablehnung ihres Marktprämienvertragsantrags entsprechend Erlass Te 2016 und Te 2017 durch EDF nachweisen können).

Somit greift je nach Größe des Windparks seit 2017 entweder das System des Tariferlasses (II.1.1) oder das Ausschreibungssystem (II.1.2). Unabhängig davon, ob der Windpark über einen Marktprämienvertrag im Rahmen der Erlasse

²⁴ So nennt Artikel [L.311-10-1, 4° des französischen Energiegesetzbuchs](#) als Beispiel für die bei der Auswahl der Bezuschlagten eines Ausschreibens anzuwendenden Kriterien (außer dem Preis) „in geringerem Maße die von den Anwohnern des Projektes oder von der Gebietskörperschaft oder den Gemeindeverbänden, auf deren Gebiet der Windpark errichtet werden soll, gehaltenen Kapitalanteile - *unabhängig davon, ob diese dem Buch II des französischen Handelsgesetzbuchs (Code de commerce), den Artikeln L. 1521-1 ff. des französischen Gesetzes über die Gebietskörperschaften (Code général des Collectivités Territoriales) oder dem Gesetz Nr. 47-1775 vom 10. September 1947 zum Status von Kooperationen unterfallen - sowie der diesen Anwohnern bzw. diesen Gebietskörperschaften oder Verbänden angebotene Kapitalanteil*“.

²⁵ Der Tariferlass vom 13. Dezember 2016 definiert eine Anlage als neu, wenn der vollständige Vertragsantrag vor Beginn der Baumaßnahmen des Projektes eingereicht wurde. Im Tariferlass vom 6. Mai 2017 gilt eine weitere Bedingung: „... und dass die wesentlichen Bauteile der Anlage neu sind.“

²⁶ Siehe DFBEW (2016), [Deutsche Übersetzung des Tariferlasses vom 13. Dezember zur Einführung der Marktprämie für Onshore-Windenergie](#)

²⁷ Siehe DFBEW (2017), [Deutsche Übersetzung des Tariferlasses vom 6. Mai 2017 für Onshore-Windkraftanlagen für Parks mit maximal 6 WEA](#)

²⁸ Die Umstellung wird in Artikel L.314-19 mit Bezug auf die Umsetzung einer Verordnung festgelegt: Verordnung Nr. 2016-682 vom 27. Mai 2016 führte Artikel R.314-19 in das französische Energiegesetzbuch ein, mit dem die Bedingungen der Umstellung definiert werden. Die Verordnung bezieht sich dabei auf die Durchführungserlasse des für Energie zuständigen Ministeriums. Die beiden Erlasse Te 2016 und Te 2017 beinhalten keine Angaben zur Berechnung der Marktprämie bei Umstellung eines Windparks, der bereits einen Abnahmevertrag innehatte oder zum gegenwärtigen Zeitpunkt über einen Abnahmevertrag verfügt. Zum Zeitpunkt der Verfassung des vorliegenden Artikels stehen diese Erlasse immer noch aus.

²⁹ CRE (2017), [Lastenheft der französischen Ausschreibung für die Errichtung und den Betrieb von Onshore-Anlagen zur Stromerzeugung anhand der mechanischen Energie des Windes](#) (auf Französisch) und DFBEW (2017) [Deutsche Übersetzung des Lastenhefts der französischen Ausschreibung vom 5. Mai 2017 für Onshore-Windparks ab 7 Anlagen](#)



Te 2016 bzw. Te 2017 verfügt oder bei der Ausschreibung ausgewählt wurde, müssen sich die betroffene Projektgesellschaft und die Akteure der Projektfinanzierung mit dem „Aggregator“ als neuen Marktakteur vertraut machen (II.1.3).

II.1.1. Beschreibung des Systems der Tariferlasse (Erlass „Te 2016“ und Erlass „Te 2017“)

Angesichts des bestehenden Zeitdrucks mussten Entwickler von Windparks (neue Anlagen), die 2016 einen vollständigen Abnahmevertrag beantragt hatten (bzw. gegebenenfalls einen Abnahmevertrag unterzeichnet hatten) diesen Antrag entsprechend dem Erlass Te 2016 in einen vollständigen Marktprämienvertrag umwandeln. Wie im vorliegenden Abschnitt II einfürend erläutert, handelt es sich dabei um eine Folge der Reform der CSPE. Der Erlass Te 2017 wiederum betrifft Marktprämienvertragsanträge, die ab 1. Januar 2017 von den Erzeugern eingereicht wurden.

Beide Erlasse weisen bestimmte Ähnlichkeiten auf:

- Zunächst einmal setzen die Erlasse Te 2016 und Te 2017 die gleiche Basisformel zur Berechnung der Marktprämie ein (wobei die Höhe von Te in beiden Erlassen unterschiedlich ausfällt):

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (\alpha T_e - M_{0i} + P_{gestion}) - (Nb_{capa} \cdot P_{ref\ capa})$$

- Beide Erlasse sehen identische Bedingungen für die Beantragung des vollständigen Marktprämienvertrags und die Möglichkeiten zur Änderung des ursprünglichen Antrags vor. Auch ist EDF verpflichtet, dem Erzeuger sein Marktprämienvertragsprojekt innerhalb von drei Monaten ab Einreichung des vollständigen Antrags zuzustellen.
- Beide Erlasse sehen das gleiche Verfahren für das Inkrafttreten des Marktprämienvertrags vor: Der Erzeuger teilt EDF das Datum des Inkrafttretens des Marktprämienvertrags mit, da dieses vor allem von der Vorlage eines Konformitätsnachweises für die Anlage abhängt.
- Sollte der Konformitätsnachweis nicht innerhalb der Frist von drei Jahren ab dem vollständigen Vertragsantrag erteilt werden, so reduziert sich die Laufzeit des Marktprämienvertrags um einen der Verzögerung entsprechenden Zeitraum. Jedoch sind auch Ausnahmen vorgesehen, um eine Verlängerung der Dreijahresfrist für den Fall zu ermöglichen, dass die Inbetriebnahme der Anlage entweder aufgrund der Netzanschlussarbeiten oder wegen Rechtsstreitigkeiten (Verlängerung um die Dauer der Verzögerung des Netzanschlusses oder um die Dauer der Bearbeitung der Entscheidung über die Streitsache) oder aber aufgrund von höherer Gewalt verzögert wird. Gemäß Erlass Te 2017 wird die Verzögerung des Netzanschlusses nur dann berücksichtigt, wenn sie nicht vom Erzeuger verschuldet wird.
- Beide Erlasse enthalten eine identische Formel zur Berechnung der Vergütung für Erzeuger, die den von ihren Anlagen erzeugten Strom an einen Ausfallvergütungsverantwortlichen verkaufen³⁰:

0,80 x von der Anlage erzeugtes Stromvolumen x Te

³⁰ Nach [Artikel R.314-52 des französischen Energiegesetzbuchs](#) kann der Erzeuger mit einem Ausfallvergütungsverantwortlichen einen Abnahmevertrag abschließen, im Falle dass (i) der Erzeuger sich nicht in der Lage sieht, einen Vertrag mit einem externen Aggregator abzuschließen oder seinen Strom selbst auf dem Markt zu verkaufen und (ii) es zu einem Ausfall des externen Aggregators kommt, insbesondere zu dessen Rücktritt aus dem Vertrag oder zur Aufhebung seines Vertrags als Bilanzkreisverantwortlicher oder des Vertrags, der ihn an einen Bilanzkreisverantwortlichen bindet.



Jedoch weisen die Erlasse Te 2016 und Te 2017 auch wesentliche Unterschiede auf:

	Erlass Te 2016	Erlass Te 2017
Betroffene Anlagen	Neue Anlagen, für die zwischen dem 1. Januar 2016 und dem 31. Dezember 2016 ein Marktprämienvertrag beantragt wurde; Anlagen, für die 2016 ein vollständiger Abnahmevertragsantrag im Rahmen des Tariferrlasses vom 17. Juni 2014 eingereicht wurde (und gegebenenfalls bereits ein Abnahmevertrag unterzeichnet wurde).	Neue Anlagen, für die ab dem 1. Januar 2017 ein vollständiger Marktprämienvertragsantrag eingereicht wurde (Möglichkeit für Erzeuger, die im Rahmen des Erlasses Te 2016 einen Marktprämienvertrag beantragt haben, auf diesen zu verzichten und einen neuen Antrag entsprechend Erlass Te 2017 zu stellen). Höchstens sechs Windgeneratoren pro Anlage und maximal 3 MW pro Windgenerator.
Dauer	15 Jahre	20 Jahre
Höhe des „Te“	82 €/MWh in den ersten zehn Jahren. Für die folgenden 5 Jahre: 28 bis 82€/MWh je nach Ertrag des Windparks. (+ Indizierung/Koeffizient L)	72 €/MWh bis 74 €/MWh (je nach der Dimension des Rotordurchmessers) bis zum Erreichen eines jährlichen Produktionsdeckels (MWh). Anschließend 40€/MWh oberhalb der jährlichen Obergrenze (+ Indizierung/Koeffizient L)
Bei negativen Preisen ausgezahlte Prämie (über die ersten 20 Stunden zu negativen Spotmarktpreisen für Lieferung am Folgetag ³¹ in einem Kalenderjahr hinaus)	0,23 multipliziert mit: der Höchstleistung der Anlage dem (oben definierten) Wert Te der Anzahl der Stunden über die ersten 20 Stunden zu negativen Spotmarktpreisen für Lieferung am Folgetag in einem Kalenderjahr hinaus, während derer die Anlage keinen Strom erzeugt hat. Diese Stundenzahl ist begrenzt.	0,35 multipliziert mit: der Höchstleistung pro Anlage bei 3 MW dem (oben definierten) Wert Te der Anzahl der Stunden über die ersten 20 Stunden zu negativen Spotmarktpreisen für Lieferung am Folgetag in einem Kalenderjahr hinaus, während derer die Anlage keinen Strom erzeugt hat.

Zur Struktur der beiden Erlasse ist Folgendes anzumerken:

- Die höchst anspruchsvolle Struktur der Formel und Ungewissheiten bezüglich bestimmter Parameter müssen bei der Erstellung des Basis-Bankmodells der finanzierenden Institute für Windparks berücksichtigt werden.
- Eine Managementprämie in Höhe von 2,80 €/MWh soll den Erzeuger für die Mehrkosten entschädigen, die durch die für den Zugang seines Windparks auf die Energiemärkte verursachten Tätigkeiten entstehen. Dabei wird erst die Auswertung von ersten Erfahrungen zeigen, ob die Höhe dieser Prämie den tatsächlichen Kosten für die Vermarktung von Strom auf den Energiemärkten entspricht. Zur Erinnerung: In Deutsch-

³¹ Auf der Plattform des organisierten französischen Strommarktes, *Epex Spot Day Ahead*.



land wurde zunächst eine Managementprämie in Höhe von 12 €/MWh eingesetzt. Damit sollte ein Anreiz für Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien geschaffen werden, auf das Vermarktungssystem von „Markt + Prämie“ umzustellen. In den Jahren 2012-2014 wurde dieses System in Deutschland als Option angeboten.

- Die CRE empfahl in ihrer Beschlussfassung zum Erlassentwurf Te 2016 einen Preis von 2€/MWh³². Die Aggregatoren dagegen verlangten eine höhere Managementprämie, mit der die Marktintegration erleichtert und die Umstellung nicht nur neuer, sondern auch älterer Anlagen vom Abnahmeverpflichtungssystem auf den neuen Marktprämienmechanismus ermöglicht werden sollte.
- Da der Wert M_{0i} gewichtet wird, verfügt die CRE für die Veröffentlichung dieses Wertes über eine Frist von vier Wochen nach dem Liefermonat i ³³. Die endgültige Rechnungsstellung für den Monat i kann dabei nur um eben diese vier Wochen verzögert werden.
- Schließlich sehen beide Erlasse eine Berichtigung am Jahresende vor. Diese soll vor allem der Einbeziehung der Berichtigungen der Strommengen dienen, die der Netzbetreiber dem vom Erzeuger für den Strom seiner Anlage benannten Bilanzkreis zuteilt.

II.1.2. Die Ausschreibung vom 5. Mai 2017 für die Errichtung und den Betrieb von Onshore-Anlagen zur Stromerzeugung anhand der mechanischen Energie des Windes

2017 sind die französischen Akteure der Erneuerbare-Energien-Branche bereits mit den Ausschreibungsverfahren vertraut: In den Bereichen Biomasse, Photovoltaik und Offshore-Windenergie kommen regelmäßig Ausschreibungen zum Einsatz, die entsprechend zur Leistung der Anlagen und der eingesetzten Technologien durchgeführt werden. Am 1. September 2014³⁴ war eine erste Ausschreibung zu Onshore-Windenergieanlagen gestartet worden. Diese hatte jedoch wenig Erfolg, weshalb das Verfahren seitdem nicht mehr zum Einsatz kam.

Die „Leitlinien“ schreiben vor, dass ab dem 1. Januar 2017 ferner des Systems der Direktvermarktung mit Prämie, ein Ausschreibungsverfahren für Windparkprojekte mit über sechs Generatoren durchgeführt wird.

Das auf der Website der französischen Regulierungsbehörde für Energie veröffentlichte Lastenheft³⁵ der Ausschreibung vom 5. Mai 2017 für Windparks mit mindestens sieben Anlagen folgt diesen Leitlinien und gilt, wie oben erläutert, für neue Windparks mit sieben Anlagen, für Windparks, die über mindestens eine Anlage mit über 3 MW verfügen und für Windparks, die nicht unter die Erlasse Te 2016 bzw. Te 2017 fallen.

Die Projektausschreibungen sollen über sechs Gebotszeiträume mit je 500 MW laufen, wobei der erste Gebotszeitraum in die Zeitspanne vom 1. November bis 1. Dezember 2017 fällt. Sollte die Veröffentlichung der Bezuschlagten ebenso zügig wie nach dem ersten Gebotszeitraum der Ausschreibung „CRE 4“ für Photovoltaik-Freiflächenanlagen erfolgen, so kann davon ausgegangen werden, dass die ersten Bezuschlagten Anfang 2018 bekannt gegeben werden. Sie werden einen auf zwanzig Jahre angelegten Marktprämienvertrags mit EDF bekommen.

Die Bestimmungen der Unterzeichnung und des Inkrafttretens des im Rahmen der Ausschreibung unterzeichneten Marktprämienvertrags ähneln denen der Erlasse Te 2016 und 2017: Auch hier ist das Inkrafttreten des Marktprämienvertrags von der Vorlage eines Konformitätsnachweises abhängig. Wird dieser Nachweis nicht innerhalb einer Frist von 36 Monaten nach Ernennung des Bezuschlagten vorgelegt, so verkürzt sich die Laufzeit des Marktprämienver-

³² CRE (2016), [Beschlussfassung der CRE vom 3. November 2016](#): Die CRE verlangt eine Managementprämie von 2 €/MWh für die ersten fünf Vertragsjahre und anschließend von 1 €/MWh für die zehn letzten Vertragsjahre. In ihrer [Beschlussfassung Nr. 2017-064 vom 23. März 2017](#) fordert die CRE zudem, die Managementprämie in den Te 2017 zu integrieren (Empfehlung Nr. 2). (auf Französisch)

³³ [Artikel R.314-46, Absatz 1 des französischen Energiegesetzbuchs](#) (auf Französisch)

³⁴ [Ausschreibung zu Onshore-Windenergieanlagen, 2004](#) (auf Französisch)

³⁵ DfBEW (2017), [Deutsche Übersetzung des Lastenhefts der französischen Ausschreibung vom 5. Mai 2017 für Onshore-Windparks ab 7 Anlagen](#)



trags um die Länge der Überschreitung. Im Unterschied zu den Erlassen Te 2016 und TE 2017³⁶ können „nach Ermessen des für Energie zuständigen Ministers im Falle von zum Datum der Benennung unvorhergesehenen und außerhalb des Einflusses des Erzeugers befindlichen und ordnungsgemäß begründeten Ereignissen“ zusätzliche Fristen eingeräumt werden.

Die Höhe der Marktprämie, die ein Gewinner der Ausschreibung beanspruchen kann, wird pro Kalenderjahr nach folgender Formel festgelegt:

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (T - M_{0i})'$$

wobei in dieser Formel die Parameter i (Kalendermonat), E_i (der Anlage zugeteilte Strommengen, die während der Stunden, in denen die Preise auf der französischen Strombörse *EPEX Spot Day Ahead* positiv oder null sind, erzeugt werden) und M_{0i} (durchschnittlicher auf der Plattform *Epex Spot Day Ahead* festgestellter Referenzpreis für die Windenergiebranche auf dem französischen Festland) den durch die Tariferlasse Te 2016 und Te 2017 definierten Werten entsprechen.

T ist der Strom-Referenzpreis in Euro pro Megawattstunde (€/MWh), der vom Bewerber bei Einreichung seines Gebots festgelegt wird und je nach den eingesetzten Preisbeurteilungskriterien zwischen 0 €/MWh und 74,8 €/MWh beträgt. Der maximale Referenzpreis T der Ausschreibung nähert sich damit dem vorstehend dargestellten Tarif Te 2017.

Die für die Ausschreibung gewählte Formel wurde im Vergleich zu den Formeln der Erlasse Te 2016 und Te 2017 vereinfacht. Hervorzuheben ist dabei, dass diese Formel keinen Bezug zur Managementprämie oder zu den Kapazitätsgarantien herstellt.

Dennoch muss der Kandidat all diese Parameter durch entsprechende Modellierung seines Gebots und des Referenzpreises T einbeziehen.

Der Tarif T kann erhöht werden, wenn der ausgewählte Bewerber sich zur [Bürgerfinanzierung](#) verpflichtet. Die Verpflichtung wird in Artikel 3.3.6 ff. und die entsprechende Erhöhung in Artikel 7.2.2 des Lastenheftes der Ausschreibung beschrieben. Die Erhöhung beläuft sich auf 2 €/MWh (für eine 20-prozentige Bürgerbeteiligung am Kapital oder an der Projektfinanzierung) bis 3 €/MWh (bei mindestens 40-prozentigem Anteil der Bürgerfinanzierung am Kapital oder an der Projektfinanzierung). Das Lastenheft der Ausschreibung legt diese Verpflichtung zur Bürgerfinanzierung genau fest. So muss der Bewerber:

- selbst eine Gebietskörperschaft oder ein Gemeindeverband sein,
- oder
- eine Aktiengesellschaft oder lokale gemischtwirtschaftliche Gesellschaft sein, bei der mindestens 20 Prozent des Kapitals³⁷ getrennt oder gemeinsam von mindestens zwanzig natürlichen Personen oder von einer oder mehreren Gebietskörperschaften oder einem oder mehreren Gemeindeverbänden gehalten werden,
- oder
- eine genossenschaftliche Gesellschaft entsprechend französischem Gesetz Nr. 47-1775 vom 10. September 1947 zum Status von kooperativen Kommunalverbänden (*Loi portant statut de la coopération*) sein, bei der mindestens 20 Prozent des Kapitals getrennt oder gemeinsam von mindestens 20 natürlichen Personen, einer oder mehreren Gebietskörperschaften oder einem oder mehreren Gemeindeverbänden gehalten werden,

³⁶ Wie oben gezeigt, sehen die Erlasse Te 2016 und Te 2017 eine Verlängerung der Frist für die Vorlage des Nachweises in dem Falle vor, dass beim Netzanschluss oder bei der Behandlung von Streitsachen Verzögerungen auftreten (S. 5.13/14).

³⁷ Weitreichendes Konzept des Begriffs „Kapital“ entsprechend obenstehendem Abschnitt I.2.2.a)



oder

wenn 20 Prozent der Projektfinanzierung (Eigenkapital, Quasi-Eigenanteil und Darlehen) getrennt oder gemeinsam von mindestens 20 natürlichen Personen oder von einer oder mehreren Gebietskörperschaften oder von einem oder mehreren Gemeindeverbänden gehalten werden.

Anschließend nennt das Lastenheft der Ausschreibung die den Bewerbungsunterlagen beizulegenden Elemente:

- Eigenschaften der Anlage
- Informationen zum Bewerber
- Genehmigung gemäß Artikel L.512-1 des französischen Umweltgesetzbuchs (außer im ersten Gebotszeitraum der Ausschreibung, für den eine Kopie des in Artikel L.181-9 des französischen Umweltgesetzbuchs vorgesehen Erlasses zur Eröffnung einer öffentlichen Anhörung ausreichen kann).

Darüber hinaus legt das Lastenheft den Betrag der finanziellen Erfüllungsgarantie auf 30 000 Euro pro installiertem Megawatt fest. Diese Erfüllungsgarantie muss auf 42 Monate angelegt sein. Sie wird innerhalb von zwei Monaten nach Benennung des Bezuschlagten dem Präfekten übermittelt und innerhalb von 15 Tagen nach Fertigstellung der Anlage vollständig freigestellt.

Und schließlich definiert das Lastenheft genau wie die Erlasse Te 2016 und Te 2017: (i) eine Prämie für Anlagen, die in einem Kalenderjahr nicht über die ersten 20 Stunden negativer Spotmarktpreise auf der Plattform *Epex Spot Day Ahead* hinaus produzieren und (ii) den Vergütungssatz für Erzeuger, die einen Ausfallvergütungsverantwortlichen einsetzen. Die Formeln entsprechen denen des Erlasses Te 2017, lediglich der Wert Te 2017 wird durch den vom Bewerber vorgeschlagenen Wert T ersetzt:

- Bei negativen Preisen (ausgezählte Prämie):

$0,35 \times \text{Höchstleistung der Anlage} \times T$ (vorstehend definiert) \times Anzahl der Stunden über die ersten 20 Stunden zu negativen Spotmarktpreisen für Lieferung am Folgetag in einem Kalenderjahr hinaus, während derer die Anlage keinen Strom erzeugt hat.

- Ausfallvergütungsverantwortlicher (geltender Vergütungssatz):

$0,80 \times \text{von der Anlage erzeugte Strommengen} \times T$

II.1.3. Der Aggregator: neuer Akteur bei der Gestaltung der Wertschöpfungskette von Windparks

Die Einführung der neuen Fördermechanismen in Frankreich sollte zu keiner wesentlichen Veränderung bei den in Abschnitt I vorgestellten derzeitigen Akteuren der Finanzierung von Windparkprojekten führen. Allerdings ist ein neuer Akteur in Erscheinung getreten: [der Aggregator](#).

Denn unabhängig davon, ob das Windparkprojekt über einen Marktprämienvertrag gemäß Erlass Te 2016 oder Erlass Te 2017 verfügt oder bei einer Ausschreibung ausgewählt wurde, muss der Erzeuger den von seiner Anlage erzeugten Strom auf den Märkten verkaufen. Hierfür kann er mit einem auf den Energiemärkten etablierten Aggregator einen privatrechtlichen Vertrag abschließen.

Der Aggregator übernimmt den Verkauf des erzeugten Stroms auf den Energiemärkten. Darüber hinaus kann er andere Dienstleistungen anbieten, etwa den Handel mit Kapazitätsgarantien (für die Anlage im Rahmen des Kapazitätsmechanismus zertifizierte Kapazitäten³⁸), die Übernahme des sogenannten „REMIT³⁹“-Reporting oder auch das Management des Marktprämienvertrags einschließlich der Abrechnung der Marktprämie mit EDF.

³⁸ [In Anwendung von Art. R. 335-2 des französischen Energiegesetzbuchs verabschiedeter Erlass vom 29. November 2016 zur Festlegung der Regeln des Kapazitätsmechanismus](#)



Die französischen Gesetze und Verordnungen gehen nur am Rande auf die Rolle des Aggregators ein. Lediglich Artikel R.314-1 des französischen Energiegesetzbuchs bietet eine Definition des Begriffs „Aggregator“: „juristische oder natürliche Person, die im Auftrag des Erzeugers für den Verkauf des von der Anlage erzeugten Stroms auf den Energiemärkten zuständig ist.“ Dabei könnte der Ausdruck „im Auftrag“ den Anschein erwecken, der Aggregator handle als Bevollmächtigter des Erzeugers.

In den von der Kanzlei Ravetto Associés geprüften oder verfassten Aggregationsverträgen treten die Aggregatoren tendenziell nicht als Bevollmächtigte, sondern als exklusive Käufer des gesamten von der Anlage erzeugten Stroms (mit Ausnahme des Verbrauchs der Hilfsgeräte des Windparks) auf. Auch ist festzustellen, dass der Begriff Aggregator in den Texten nur eingesetzt wird, um den Fall zu beschreiben, in dem der Erzeuger sich bei Ausfall des „externen Aggregators“ an einen Ausfallvergütungsverantwortlichen wendet.

Zum Vergleich: Das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) erwähnt nicht, dass das mit der Direktvermarktung betraute Unternehmen im Auftrag des Erzeugers handelt. Die „Direktvermarktung“⁴⁰ und der (dem französischen Aggregator entsprechenden) „Direktvermarktungsunternehmer“⁴¹ werden im EEG folgendermaßen definiert:

- „Direktvermarktung bezeichnet die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet“.
- „Direktvermarktungsunternehmer bezeichnet die Person, die von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas gewerblich abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein“.

Zurück zu den französischen Texten: Diese räumen den Aggregatoren die freie Gestaltung ihres Aggregationsvertragsangebotes bzw. ihrer Aggregationsvertragsangebote ein, da der (privatrechtliche) Aggregationsvertrag nicht zwangsläufig mit dem mit EDF unterzeichneten Marktprämienvertrag (Verwaltungsvertrag) in Verbindung gebracht wird. Darin unterscheiden sich die Aggregationsverträge nach französischem Recht von den deutschen Direktvermarktungsverträgen, die sich in verschiedener Hinsicht auf die vom EEG festgelegten Bedingungen beziehen. Dies betrifft insbesondere zwei Punkte:

- die Wahl der Form der Direktvermarktung (zum Beispiel Absatz 21b Abschnitt 1 des EEG 2017)
- die Einrichtung eines Fernüberwachungssystems.

Die große Vertragsfreiheit, die den Aggregatoren von der französischen Regelung eingeräumt wird, müsste theoretisch zu sehr vielfältigen Angeboten auf dem Aggregationsmarkt führen, da der Aggregator seinen Abnahmepreis frei mit dem Erzeuger festlegen kann. In den von der Kanzlei Ravetto Associés bisher geprüften oder verfassten Verträgen dient dennoch vor allem der Wert M_0 für einen Monat i als Bezugswert zur Festlegung des vom Aggregatoren gezahlten Bezugspreises. Allerdings erfordert die relativ spät eintretende Kenntnis des Wertes M_0 (am Ende des Monats $M+1$ nach dem Liefermonat M) diverse Vertragsanpassungen, wenn der im Monat M gelieferte Strom im Monat $M+1$ in Rechnung gestellt werden soll. Der Aggregator selbst vergütet sich in der Regel mit einer „Risikoprämie“, die vom dem Erzeuger gezahlten Stromabnahmepreis abgezogen wird.

Außerdem muss, je nachdem ob ein Fernüberwachungssystem vorhanden ist, der Aggregationsvertrag die Informationsverpflichtungen und jeweiligen Haftbarkeiten des Aggregators und des Erzeugers im Falle von negativen Prei-

³⁹ [Verordnung \(EU \) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts](#) (REMIT). Die Verordnung führt einen für den Strom- und Gasmarkt geeigneten Aufsichtsrahmen ein. Dieser artikuliert sich über die Finanzregulierung und sieht vor, dass die Aufsicht des Energiegroßhandelsmarktes auch mit dem Emissionshandel interagiert, obwohl die CO₂-Emissionen im Sinne der REMIT Emissionen nicht als Großhandelsenergien qualifiziert sind.

⁴⁰ [Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017](#), §3, 16

⁴¹ [Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017](#), §3, 17



sen auf der Plattform *Epex Spot Day Ahead* (Frankreich) festschreiben, um zu verhindern, dass die Anlage zu negativen Strompreisstunden produziert und dem Erzeuger so die Negativpreisprämie entgeht.

Schließlich kann der Aggregator wie oben erwähnt – allerdings ohne dazu verpflichtet zu sein – über den Kauf des vom Windpark erzeugten Stroms hinaus andere Dienstleistungen anbieten. Diese können folgende Formen annehmen:

- Management der für den Windpark zertifizierten Kapazitätsgarantien: Manche Erzeuger können sich an einen anderen Leistungserbringer, den sogenannten „Zertifizierungsbereichsverantwortlichen“ (*Responsable de Périmètre de Certification, RPC*⁴²) wenden oder auch die Kapazitätsgarantien für ihre zertifizierte Anlage selbst oder innerhalb ihrer Unternehmensgruppe verwalten.
- Abwicklung sämtlicher Erklärungen (insbesondere zum Reporting) und Verpflichtungen des Erzeugers, die sich aus der Verordnung vom 25. Oktober 2011 zur Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts („REMIT“)⁴³ ergeben sowie der Erklärungen infolge der Transparenzverordnung⁴⁴.
- Nebenleistungen wie etwa die Rechnungsstellung der Marktprämie an EDF im Namen des Erzeugers.

Obwohl das Gesetz den Aggregatoren eine gewisse Flexibilität bei der Gestaltung ihrer Verträge einräumt, müssen sie dennoch die Auflagen bezüglich der Projektfinanzierung einhalten, wie etwa die Laufzeit des Aggregationsvertrags und die Voraussetzung, dass die Marktrisiken auf dem Aggregator und nicht auf dem Erzeuger lasten müssen.

II.2. Alternative Finanzierungsarten – die Bürgerfinanzierung

In Deutschland werden Windparks seit einigen Jahren über Modelle mit Bürgerbeteiligung finanziert: die sogenannten „Bürgerwindparks“ bzw. „Gemeindewindparks“, an denen Gemeinden oder noch häufiger Stadtwerke beteiligt sind.

In Frankreich gestaltete sich der Aufbau von „Bürger-“ oder lokalen Finanzierungsmodellen für Erneuerbare-Energien-Projekte bis vor kurzem als sehr schwierig. Dafür können vor allem folgende Gründe genannt werden:

- Die im französischen Währungs- und Finanzgesetzbuch (*Code monétaire et financier*) sowie in den allgemeinen Vorschriften der französischen Aufsichtsbehörde für die Finanzmärkte (*Autorité des Marchés Financiers, AMF*)⁴⁵ festgelegten komplexen Regeln des französischen öffentlichen Angebots von Wertpapieren (*Offre au Public de Titres Financiers, OPTF*)⁴⁶ enthielten eine Verpflichtung zur Erstellung eines Prospekts, das (unter Vorbehalt bestimmter Ausnahmefälle) der AMF vorgelegt werden musste, sobald die Beteiligung am Kapital einer Projektgesellschaft mehr als 150 Personen angeboten wurde und/oder bestimmte Investitionsschwellen überschritt.
- Gebietskörperschaften konnten nur indirekt über eine gemischtwirtschaftliche Gesellschaft (*Société d'Economie Mixte, SEM*) in Windparkprojekte investieren.

Trotz dieser einschränkenden Wirkung der Vorschriften zum öffentlichen Angebot von Wertpapieren wurden bereits einige Projekte mit Bürgerfinanzierung durchgeführt. So hat zum Beispiel das solidarische Unternehmen Ener-

⁴² Gemäß der durch den [Erlass vom 29. November 2016](#), genehmigten Regeln des Kapazitätsmechanismus ist der Zertifizierungsbereichsverantwortliche (*Responsable du Périmètre de Certification, RPC*) „eine juristische Person, die für die von den Betreibern der Kapazitäten [im gegebenen Falle die Windenergieerzeuger] in ihrem Zertifizierungsbereich eingegangenen Verpflichtungen bezüglich der in Artikel L. 335-3 des französischen Energiegesetzes genannten Strafverordnung haftet. In diesem Sinne unterliegt er der finanziellen Regelung für Verfehlungen von Zertifizierungsbereichsverantwortlichen. Die Eigenschaft des Zertifizierungsbereichsverantwortlichen wird per Unterzeichnung eines entsprechenden Vertrags mit RTE erworben, der im Anhang der (...) Regeln [des Kapazitätsmechanismus] erhalten ist. Jede Zertifizierungseinheit (*Entité de Certification, EDC*) [im vorliegenden Fall ein Windpark] wird durch einen zwischen dem Inhaber der Zertifizierungseinheit und dem Zertifizierungsbereichsverantwortlichen abgeschlossenen Vertrag einem Zertifizierungsbereich zugeordnet.“

⁴³ [Verordnung \(EU\) Nr. 1227/2011](#)

⁴⁴ [Verordnung \(EU\) Nr. 543/2013](#)

⁴⁵ [Allgemeine Vorschriften der AMF](#) (auf Französisch)

⁴⁶ [Artikel L.411-1 ff. des französischen Währungs- und Finanzgesetzbuchs](#) (auf Französisch)



gie Partagée Investissement, das die Form einer Kommanditgesellschaft mit variablem Kapital (*société en commandite par actions à capital variable*) hat und der Bürgerinvestition in Erneuerbare Energien gewidmet ist, bereits ab 2011 ein erstes OPTF veröffentlicht und dafür die Genehmigung der AMF erhalten⁴⁷. Die über den Erwerb von Anteilen eingenommenen Mittel waren der Finanzierung der Errichtung von Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen sowie Mikro-Wasserkraftwerken und für Energieeffizienzmaßnahmen bestimmt. Allerdings gab es derartige Initiativen relativ selten.

Seit 2014 wurden die Vorschriften teilweise aufgeweicht. Damit bekamen die Akteure der französischen Erneuerbare-Energien-Branche die Möglichkeit, zunehmend Projekte mit finanzieller Bürgerbeteiligung über sogenannte Crowdfunding-Plattformen zu entwickeln und damit die strengen OPTF-Auflagen zu umgehen (II.2.1). Zu diesen Lockerungen zählen die Änderungen des französischen Gesetzbuchs zu den Gebietskörperschaften (*Code général des collectivités territoriales*) durch das französische Gesetz für die Energiewende und grünes Wachstum (*Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte*)⁴⁸, in Folge derer die Gebietskörperschaften jetzt direkt in Projektgesellschaften zur Stromerzeugung mithilfe von erneuerbaren Energien investieren können (II.2.2).

II.2.1. Das Auftreten von „Crowdfunding“-Plattformen

Die erste Lockerung erfolgte 2014 mit der Einrichtung sogenannter *Crowdfunding*-Plattformen, die einen Status entweder als „Berater für Bürgerfinanzierungsprojekte“ oder als „Vermittler für Bürgerfinanzierungsprojekte“ hatten:

- Plattformen mit dem Status des **Beraters für Bürgerfinanzierungsprojekte** (*Conseillers en Investissement Participatifs, CIP*)⁴⁹ bieten auf ihren Webseiten Investitionen in Projekte über den Erwerb von Wertpapieren an (Aktien von Unternehmen, Schuldscheine oder Anteile bzw. Aktien von Investmentfonds).
- Plattformen mit dem Status des **Vermittlers für partizipative Finanzierungsprojekte** (*Intermédiaire en Financement Participatif, IFP*)⁵⁰ bieten auf ihren Webseiten an, in Form von Anleihen (mit oder ohne Verzinsung) oder Spenden, in Projekte zu investieren.

Die neuen Rechtsformen IFP und CIP existieren parallel zum bereits bestehenden Status des Investitionsdienstleisters (*Prestataire de Services d'Investissement, PSI*)⁵¹, mit dem eine größere Anzahl an Finanzprodukten oder Finanzdienstleistungen angeboten werden kann. Allerdings ist dieser Status in rechtlicher Hinsicht noch um Einiges komplexer (zum Beispiel: Zulassung durch die französische Finanzaufsichtsbehörde (*Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution, ACPR*), *Reporting*-Verpflichtung, vorgeschriebene Höhe des Eigenkapitals, aufsichtsrechtliche Anforderungen) und kann insofern ein Hindernis für das Anlaufen einer *Crowdfunding*-Aktivität darstellen.

Die *Crowdfunding*-Plattformen wurden an sich nicht eigens für den Bereich der erneuerbaren Energien eingeführt. Dennoch haben sich einige von ihnen auf diesen Bereich spezialisiert. Dies gilt zum Beispiel für die Plattformen Lumo, Enerfip und Lendosphère. Dabei hat Lumo den Status einer CIP, Lendosphère war ursprünglich als IFP eingeführt worden und wurde seitdem in eine CIP umgewandelt und Enerfip ist gleichzeitig CIP und IFP.

Die Plattform WiSEED ist nicht ausschließlich für die Bürgerfinanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten verantwortlich und hat heute den Status eines Investitionsdienstleisters (PSI).

Die von den Plattformen angebotenen Produkte für Investitionen in Erneuerbare-Energien-Projekte können sowohl die Form von Equity-Produkten (Beteiligung am Kapital) als auch einer Verschuldung annehmen: Schuldscheine, Darlehen oder Minibonds.

Wie in Abschnitt II.1.2 beschrieben, sieht die Ausschreibung eine Prämie für diejenigen bezuschlagten Projekte vor, die eine Verpflichtung zur Bürgerfinanzierung vorsehen und einhalten. Dabei entspricht nur ein Teil der auf den *Crowdfunding*-Plattformen angebotenen Produkte der im Lastenheft der Ausschreibung gegebenen Definition von

⁴⁷ [Genehmigung der AMF Nr. 11-0417 vom 19. September 2011](#) (auf Französisch)

⁴⁸ [Gesetz Nr. 2015-992 vom 17. August 2015 für die Energiewende und grünes Wachstum](#)

⁴⁹ Die Rechtsform des CIP wird in [Artikel L.547-1 ff.](#) des französischen Währungs- und Finanzgesetzbuchs definiert. (auf Französisch)

⁵⁰ Die Rechtsform des IFP wird in [Artikel L.548-1 ff.](#) des französischen Währungs- und Finanzgesetzbuchs definiert. (auf Französisch)

⁵¹ Die Rechtsform des PSI wird in [Artikel L.531-1](#) des französischen Währungs- und Finanzgesetzbuchs definiert. (auf Französisch)



„Kapital“ im Sinne von „Kapitalinstrument“ bzw. „Instrument mit späterem Anspruch auf Kapitalanteile“. Denn weder einfache Schuldscheine noch Darlehen oder Minibonds gewähren diesen späteren Anspruch auf Kapitalanteile. Daher könnte für die Zukunft eine Entwicklung der von den Projektträgern auf den *Crowdfunding*-Plattformen angebotenen Produkte, entsprechend der Kriterien der Ausschreibungen mit Marktprämie, erwartet werden.

II.2.2. Die direkte Beteiligung von Gebietskörperschaften an Erneuerbare-Energien-Projekten

Die zweite Maßnahme zur Lockerung der Vorschriften mit dem Ziel der Förderung der Bürgerfinanzierung wurde 2015 durch das französische [Gesetz für die Energiewende und grünes Wachstum](#) eingeführt:

- Einerseits durch die Einführung des (seitdem genauer gefassten) [Artikels L.314-28 des französischen Energiegesetzbuchs](#), mit dem festgelegt wird, dass Aktiengesellschaften, lokale gemischtwirtschaftliche Gesellschaften oder genossenschaftliche Gesellschaften sind, *„die mit dem Ziel gegründet werden, ein Erneuerbare-Energien-Projekt zu tragen, beim Auf- oder Ausbau ihres Kapitals natürlichen Personen wie insbesondere den Anwohnern der nahen Umgebung des Projektstandorts sowie Gebietskörperschaften und ihren Verbänden auf dem Gebiet oder in der Nähe des Projektstandorts Anteile anbieten können. Darüber hinaus können sie denselben Personen eine Beteiligung an der Finanzierung des Projektes zur Erzeugung erneuerbarer Energien anbieten.“* Hierzu können die Projektträgersgesellschaften im Bereich Stromerzeugung diese Investition entweder direkt (in Form von Kapital oder Finanzierung) oder aber über auf die Kapitalinvestition in Erneuerbare-Energien-Projekte spezialisierte Fonds, über solidarische Unternehmen, die die Förderung der erneuerbaren Energien zum Ziel haben, oder natürlich über die im vorstehenden Abschnitt II.2.1. dargestellten CIPs oder IFPs anbieten. Per Verordnung⁵² wurde festgelegt, in welchen Fällen diese Angebote kein OPTF darstellten. Dabei wurden allerdings im Wesentlichen die bereits in [Artikel L.411-2 des französischen Währungs- und Finanzgesetzbuchs](#) (Privatplatzierung) und [Artikel 211-2 der allgemeinen Vorschriften der französischen Aufsichtsbehörde für Finanzmärkte](#) eingeführten Ausnahmefälle übernommen.
- Die wesentliche Lockerung erfolgte durch die Änderung der Artikel [L.2253-1](#), [L.3231-6](#) und [L.4211-14](#) des französischen Gesetzbuchs zu den Gebietskörperschaften. Diese ermöglichen es Gemeinden und Gemeindeverbänden sowie Departements und Regionen (durch Beschlussfassung ihrer jeweiligen Organe), sich am *„Kapital einer Aktiengesellschaft oder einer Kapitalgesellschaft in vereinfachter Form zu beteiligen, deren Gesellschaftszweck die Erzeugung erneuerbarer Energien mithilfe von Anlagen ist, die auf ihrem Gebiet oder auf Gebieten in der näheren Umgebung angesiedelt sind und einen Beitrag zur Energieversorgung ihres Einzugsgebietes leisten.“*

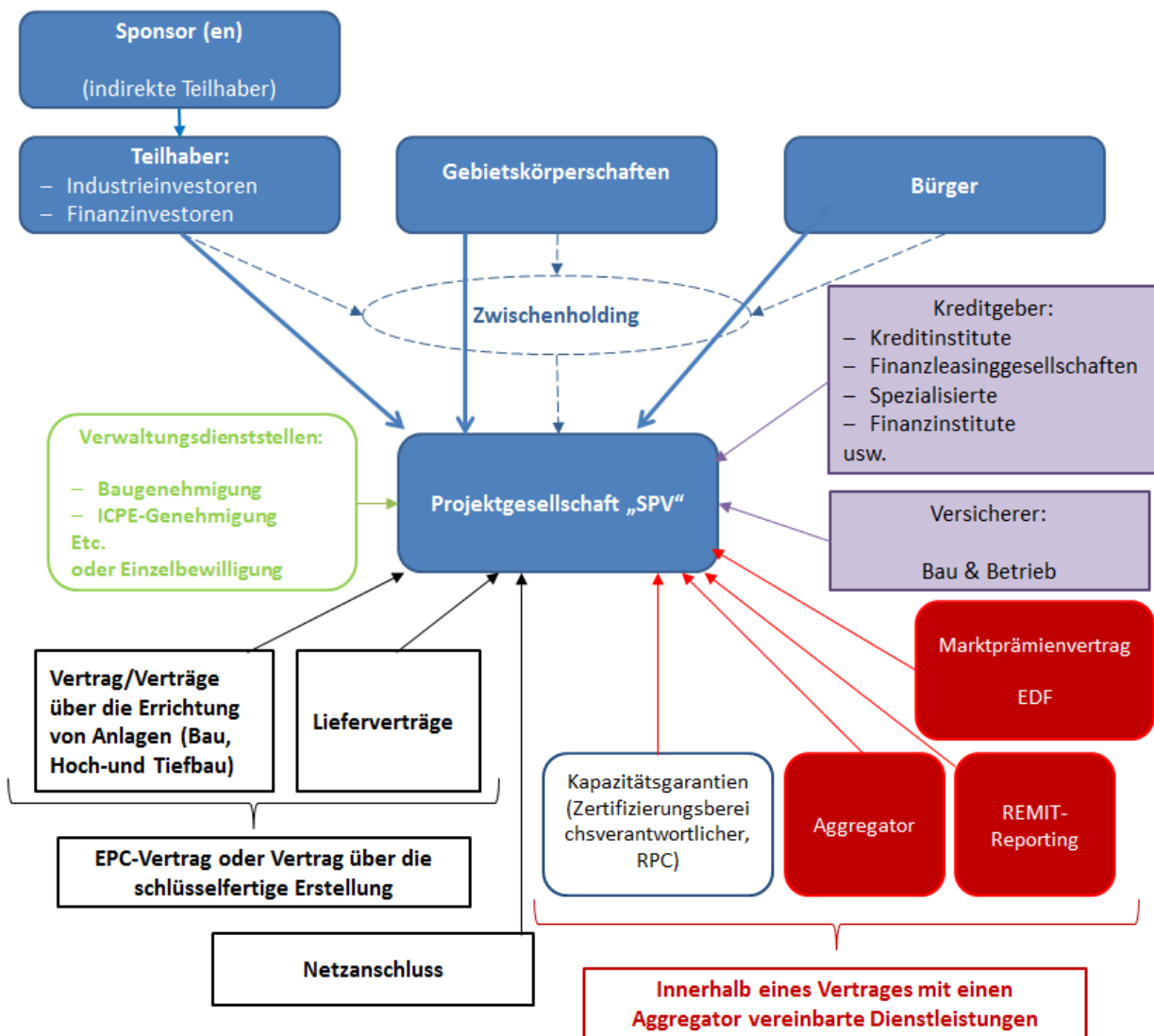
Infolge dieser Lockerungen haben die Gebietskörperschaften jetzt also die Möglichkeit, auch direkt ohne den Umweg einer gemischtwirtschaftlichen Gesellschaft (*„société d'économie mixte“*) in Erneuerbare-Energien-Projekte zu investieren.

Diese Bürgerfinanzierungsmodelle, bei denen sich eine Gebietskörperschaft gemeinsam mit Bürgern an Seiten traditioneller Investoren am Kapital einer Kapitalgesellschaft in vereinfachter Form (gegebenenfalls einer Aktiengesellschaft) beteiligen, sollten in Zukunft vermehrt auftreten. Dieses Modell sollte vor allem für die Bezuschlagten der Ausschreibungen, die sich zur Bürgerfinanzierung verpflichtet haben, angewandt werden.

⁵² [Verordnung Nr. 2016-1272 vom 29. September 2016 zur Bürgerfinanzierung in Erneuerbare-Energien-Projekte](#)

III. Strukturelle Entwicklung der Finanzierung von Windenergieprojekten

Angesichts der in Abschnitt II. geschilderten Entwicklungen kann das neue Schema der Windparkfinanzierung folgendermaßen dargestellt werden:



--> teilweise für die Bürgerfinanzierung angebotenes Schema: Bürger und Gebietskörperschaften bilden gemeinsam eine Zwischenholding.
 RPC: Zertifizierungsbereichsverantwortlicher (*Responsable du Périmètre de Certification*):
 RE: Bilanzkreisverantwortlicher (*Responsable d'Equilibre*)

Abbildung 2 – Schema einer Windparkprojektfinanzierung nach dem System der neuen Fördermechanismen und Möglichkeiten zur Bürgerfinanzierung

Der Vergleich dieses Modells mit dem in Abschnitt I.2.1 dargestellten „traditionellen“ Schema (Abbildung 1) zeigt, dass die wesentlichen Veränderungen durch die neuen Fördermechanismen in der Kapitalstruktur der Projektgesellschaft (III.1) und der Struktur der Einnahmen und Ausgaben des Projektes (III.2) liegen.



III.1. Veränderungen in der Kapitalstruktur der Projektgesellschaft

Die Teilhaber oder traditionellen Eigenkapitalgeber (Industrie- oder Finanzinvestoren) treffen heute in Projektgesellschaften auf Gebietskörperschaften und „Bürger“, die wie sie in das Windparkprojekt investiert haben.

In den von der Kanzlei Ravetto Associés geprüften partizipativen Finanzierungsangeboten für Gebietskörperschaften oder Bürger waren Industrie- und Finanzinvestoren, Gebietskörperschaften und „Bürger“ allerdings nicht direkt, sondern im Rahmen einer Holding (die zum Beispiel die Form einer gemeinnützigen Genossenschaft oder einer Kapitalgesellschaft in vereinfachter Form hatte), an der gleichen Projektgesellschaft beteiligt. Dabei hielt die Holding 100 Prozent des Kapitals der Projektgesellschaft.

Zu den Vorzügen dieses Zusammenschlusses innerhalb einer Holding zählt die Vereinfachung der Bankfinanzierung des Projektes. Denn bestimmte Finanzierungsunterlagen müssen von allen Beteiligten der kreditnehmenden Projektgesellschaft unterzeichnet werden, so insbesondere:

- Die Vereinbarung „zwischen den Gläubigern“⁵³, zur Festlegung der Verpflichtung zur Eigenkapitalbeteiligung (zu Beginn oder bei Aufstockung) und der Unterordnungsverpflichtungen der Teilhaber oder des Sponsors bzw. der Sponsoren des Projekts
- Die Verpfändung der Anteile.

Müssten die Gebietskörperschaften und sämtliche „Bürger“ jede einzelne dieser Unterlagen unterschreiben, würde dies zu einem großen Erklärungsbedarf bezüglich der Vertragsstruktur der Projektfinanzierung sowie zu einer starken Vermehrung der Finanzierungsunterlagen führen, ganz abgesehen von Problemen praktischer Art, wie dass man zum Signing/Closing der Transaktion über sämtliche Unterschriften verfügt. Mit dem Zusammenschluss der Investoren innerhalb einer Holding wird dieses große Aktenaufkommen vermieden. Die Verpfändung der Anteile wird von der Holding gewährt und die Vereinbarung zwischen den Kreditgebern von der Holding und den Projektspensoren unterzeichnet. Insofern ähneln diese Finanzierungsunterlagen der heute gängigen Dokumentation.

Dieses Schema einer „Zwischenholding“ ist einführend in dem in Abschnitt III vorgestellten neuen Schema der Windparkfinanzierung (Abbildung 2) gestrichelt dargestellt. Dennoch weisen sowohl Artikel [L.314-28 des französischen Energiegesetzbuchs](#) als auch die geänderten Artikel [L.2253-1](#), [L.3231-6](#) und [L.4211-14](#) des französischen Gesetzbuchs zu den Gebietskörperschaften und die Bestimmungen der Ausschreibung zur Bürgerfinanzierung darauf hin, dass diese innerhalb der Projektgesellschaft zu erfolgen hat, deren Gesellschaftszweck in der Erzeugung erneuerbarer Energien liegt. Denn bei einer engen Auslegung der Begriffe „Projektgesellschaft“ und „Gesellschaftszweck“ müssten die Gebietskörperschaft und/oder Bürger direkt in die Projektgesellschaft und nicht in eine Zwischenholding investieren, deren Ziel mehr im Besitz von Beteiligungen als in der Erzeugung erneuerbarer Energien liegt. In den „Fragen und Antworten“ der am 24. August 2016 gestarteten Ausschreibung „CRE 4“ für Freiflächen-Photovoltaikanlagen mit Leistungen von 500 kWp bis 17 MWp, teilte die CRE mit, dass diese Beteiligung (im Falle von Gebietskörperschaften) auch indirekter Art sein könne⁵⁴. Allerdings halten bestimmte Akteure eine Klärung dieses Punkts für wünschenswert.

Schließlich können die in einer gemeinsamen Projektgemeinschaft oder im Rahmen einer Holding zusammengefassten Teilhaber (Finanz- und Industrievertreter, Gebietskörperschaften und Bürger) auch unterschiedliche Interessen verfolgen. Daher müssten die Satzung und gegebenenfalls die Aktionärsvereinbarung mit größter Sorgfalt formuliert werden, um folgende Punkte zu klären:

- welche Beschlussfassungen (insbesondere bezüglich der Projektfinanzierung) setzen eine qualifizierte Mehrheit der Stimmrechte oder die Einstimmigkeit der Teilhaber voraus?

⁵³ Die Vereinbarung zwischen den Kreditgebern wird auch als „Rangrücktrittserklärung“ oder „Teilhaberengagement“ bezeichnet.

⁵⁴ [Frage Nr. 64 vom 9. September 2016](#) auf der Website der CRE



- Welche Entscheidungen unterliegen der Zuständigkeit des gesetzlichen Vertreters?
- Welche Regeln gelten gegebenenfalls für ein spezielles Führungsorgan, um die Projektleitung zu erleichtern?
- Wie sehen die Mitnahmerechte (*tag along*) bzw. Mitveräußerungspflichten (*drag along*) aus?
- Welche(s) Vorverkaufsrecht(e) und satzungsmäßigen Zulassungen bestehen?
- Zu welchen Gesellschafterdarlehen sind die verschiedenen Teilhaber verpflichtet?

Die hier geschilderten Entwicklungen zeigen die Komplexität der Projekte mit Bürgerfinanzierung auf, deren eigentlicher Anreiz in dem Bonus liegt, der hierfür im Rahmen der Ausschreibung angeboten wird. Die Attraktivität des Modells für Windparkprojekte mit Marktprämienvertrag, entsprechend der Erlasse Te 2016 oder Te 2017, kann daher hinterfragt werden. Auch werden die per Bürgerfinanzierung aufgebrachten Mittel nicht ausreichen, um den erforderlichen Gesamtinvestitionsbetrag eines Windparkprojektes zu decken, denn sie werden im günstigsten Fall auf 2,5 Millionen Euro beschränkt⁵⁵. Insofern lassen Modelle mit Bürgerfinanzierung für Windparks im Rahmen der Erlasse Te 2016 und Te 2017 eher auf die Absicht des Projektentwicklers schließen, die Akzeptanz seines Projektes auf lokaler Ebene zu steigern.

III.2. Die strukturellen Veränderungen der Einnahmen und Ausgaben von Windparkprojekten bedingt durch die neuen Fördermechanismen

Die wesentliche Änderung infolge der neuen Fördermechanismen liegt in der neuen Struktur der Einnahmen und Ausgaben des Windparkprojekts: einerseits Verkauf des erzeugten Stroms und der Kapazitätsgarantien auf den Märkten, andererseits die Marktprämie.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten stützt sich der Geschäftsplan des Projektes nicht mehr ausschließlich auf die Ertragsersparungen, sondern auch auf Hypothesen und Prognosen bezüglich der Marktpreise. Diese Elemente werden zur Modellierung eines Profils der Erzeugung sowie der Einnahmen des Projektes und der Schuldentilgung benötigt.

Vom juristischen Standpunkt aus betrachtet, stammen die Einnahmen des Projektes nicht mehr aus einem einzigen Abnahmevertrag, sondern aus mehreren Verträgen:

- Einem privatrechtlichen Vertrag oder mehreren privatrechtlichen Verträgen: der Aggregationsvertrag, gegebenenfalls ein mit einem RPC abgeschlossener Vertrag über das Kapazitätsgarantienmanagement, wenn der Aggregator oder der Erzeuger dieses nicht selbst übernimmt, sowie eventuelle Verträge über Nebenleistungen (zum Beispiel: Verwaltung von REMIT-Schuldscheinen und Rechnungsstellung der Marktprämie an EDF).
- Einem Verwaltungsvertrag: der mit EDF unterzeichnete Marktprämienvertrag.

Während es sich beim Marktprämienvertrag um einen „vorformulierten Vertrag“ entsprechend dem aktuellen Abnahmevertrag handelt, ist der Aggregationsvertrag Gegenstand von Verhandlungen.

Doch auch wenn wie zuvor erwähnt das Gesetz den Aggregatoren eine gewisse Flexibilität bei der Strukturierung ihrer Verträge einräumt, müssen diese sich den Auflagen bezüglich der Projektfinanzierung beugen, wie etwa der Laufzeit des Aggregationsvertrags und der Voraussetzung, dass die Marktrisiken, auf dem Aggregator und nicht auf dem Erzeuger lasten müssen.

Auf Seiten der Banken wirft der Aggregationsvertrag einige Fragen auf, zum Beispiel nach:

- Der „Kreditqualität“ des Aggregators und der Bildung von finanziellen Garantien durch den Aggregator, wenn sich dessen Zahlungsfähigkeit als unzureichend erweist;
- Der Abhängigkeit des Projektes von den Marktpreisen;

⁵⁵ [Artikel D.411-2 des französischen Währungs- und Finanzgesetzbuchs \(auf Französisch\)](#)



- Dem Eigentumsrecht der Kapazitätsgarantien (Erzeuger oder RPC) und nach den gegebenenfalls vom Kreditnehmer aufgebauten Sicherheiten;
- Der Anpassung des Sicherheitsschemas und der Gestaltung einer direkten Vereinbarung;
- Der Laufzeit des Aggregationsvertrags;
- Den Kündigungsbedingungen;
- Dem im neuen Artikel 1195 des französischen Bürgerlichen Gesetzbuchs (*Code civil*) vorgesehenen Ausschluss mangelnder Voraussicht und dessen Ersetzung durch spezifische Klauseln des Aggregationsvertrags in Bezug auf Gesetzes- oder Market-Designänderungen.

Vor kurzem wurde von der Windenergiebranche ein Modell für einen Standard-Aggregationsvertrag entworfen. Dieser Standardvertrag hat die Struktur eines angelsächsischen Vertrags ähnlich den LMA-Kreditunterlagen. Doch auch wenn dieser Vertragsentwurf als Bezugstext gelten kann, gibt es Argumente gegen seinen Einsatz als „Einheitsaggregationsvertrag“ für die Branche. Denn der Standardvertrag birgt das Risiko, dem Wettbewerb unter den Akteuren des Erneuerbare-Energien-Marktes zu schaden und steht damit im Widerspruch zu den [Leitlinien](#).

Zudem kann, wie im obenstehenden Abschnitt I. aufgezeigt, die Vertragsstruktur der Projektfinanzierung je nach Kreditgeber unterschiedlich ausfallen: So strukturieren und bewerten nicht alle Banken Risiken auf dieselbe Art und erachten weder den gleichen Risikograd noch die gleichen Punkte als kritisch. Auch die Größe der Projekte, die technische Ausrüstung des Erzeugers oder die Frage, ob dieser eine Fernüberwachung akzeptiert oder nicht, kann die Wahl des Aggregationsvertrags beeinflussen. Die von der Kanzlei Ravetto Associés bisher geprüften oder verfassten Aggregationsverträge hätten aufgrund der Besonderheiten der verschiedenen Projekte und der jeweiligen Vertragsparteien nur sehr schwer vereinheitlicht werden können.

Zum Zeitpunkt der Abfassung des vorliegenden Hintergrundpapiers (Juli 2017) waren die ersten französischen Windparkfinanzierungen mit Marktprämie konstruiert. Es kann festgestellt werden, dass die neuen Fördermechanismen für den Windenergiesektor zu einer komplexeren Strukturierung der Projekte führten und dass die Akteure der französischen Windenergiebranche nur wenig Zeit hatten, sich auf die neuen Mechanismen vorzubereiten.

Die Risiken von „Gegenparteien“ oder „Ausfällen“ des Aggregators können dennoch relativiert werden. Üblicherweise werden diese Risiken bei der Verhandlung von Energie-Trading-Verträgen wie EFET⁵⁶ oder ISDA⁵⁷ unterschiedlich eingestuft, je nachdem, ob es sich bei den direkt mit einer Gegenpartei abgeschlossenen Transaktionen um „Spot-Transaktionen“⁵⁸ oder „Forward“-Termingeschäfte handelt. Im zweiten Fall (Termingeschäfte) ist das Risiko um Einiges höher als im ersten (Spot). Dabei sieht das Vertragsverhältnis zwischen einem Stromerzeuger und seinem Aggregator meistens eine „Spot“-Transaktion mit Bezahlung im auf die Lieferung folgenden Monat vor. Im Falle eines Ausfalls des Aggregators oder bei Nichtbezahlung eines Liefermonats werden die vor einem gemeinsamen Verfahren angefallenen Außenstände begrenzt. Sollte der Aggregator nicht mehr als Bilanzkreisverantwortlicher fungieren, greifen die Schutzmaßnahmen des neuen Gesetzesrahmens: Diese ermöglichen es, für den Zeitraum der Suche nach einem neuen Aggregator, auf einen Ausfallvergütungsverantwortlichen umzustellen. Doch die eigentliche Herausforderung für die dauerhafte Finanzierung von Windparkprojekten wird mehr in der Liquidität des Aggregatormarktes (sobald diese etabliert ist) als in den Risiken durch Gegenpartei und Ausfall des Aggregators liegen.

⁵⁶ EFET: European Federation of Energy Traders

⁵⁷ ISDA: International Swaps and Derivatives Association

⁵⁸ Die auf *Epex Spot* erfolgten Transaktionen für Lieferung am selben Tag (*Intraday*) oder am Folgetag (*Day Ahead*) sind „Spot“-Transaktionen wie der Name des Marktsegments vermuten lässt.