

Erarbeitung und kritische Analyse einer Konzeption für das Treffen von Kreditentscheidungen von Regionalbanken bei Projektfinanzierungen von Windkraftanlagen an Land

Marc Reibert

Impressum

DHBW Mosbach
Lohrtalweg 10
74821 Mosbach

www.mosbach.dhbw.de/watchit
www.digital-banking-studieren.de

Erarbeitung und kritische Analyse einer Konzeption für das Treffen von
Kreditscheidungen von Regionalbanken bei Projektfinanzierungen von
Windkraftanlagen an Land

ISBN 978-3-943656-18-3

Herausgeber:
Jens Saffenreuther

3.2.3 Risiken in der Betriebsphase	
3.2.3.1 Betriebsführung.....	42
3.2.3.2 Vollwartungsverträge.....	44
3.2.3.3 Zinsänderungsrisiken.....	46
3.2.4 Rückbau von Windkraftanlagen.....	48
4 Fallstudie	
4.1 Systematik der Fallstudie.....	50
4.2 Qualitative Projektprüfung.....	53
4.3 Quantitative Wirtschaftlichkeitsermittlung	
4.3.1 Erstangebot des Sponsors.....	55
4.3.2 Kreditwürdiges Zweitangebot.....	61
4.4 Projektsicherheiten.....	63
5 Kritische Würdigung und Fazit.....	64
Literaturverzeichnis.....	VIII
Anhang.....	XIX

Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
AfA	Absetzung für Abnutzung
AGB	Allgemeine Geschäftsbedingungen
Anl.	Anlage
BaFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGH	Bundesgerichtshof
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BWE	Bundesverband Windenergie e.V.
CapEx	Capital Expenditures
CF	Cash-Flow
CFADS	Cash-Flow Available for Debt Service
CFD	Computational Fluid Dynamics
ct.	Eurocent
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DSCR	Debt Service Cover Ratio
EBITDA	Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization
EBA	European Banking Authority
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Eigenkapital
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUR	Euro
ESG	Environmental Social Governance
E-Werk	Elektrizitätswerk
FGW	Fördergesellschaft für Windenergie e.V.
FK	Fremdkapital
GU	Generalunternehmer

IEC	International Electronical Commission
ISO	International Organization for Standardization
Kap.	Kapitel
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KPI	Key Performance Indicator
KWG	Kreditwesengesetz
LIDAR	Light Detecting and Ranging
LSI	Less Significant Institute
LLCR	Loan Life Coverage Ratio
MaRisk	Mindestanforderungen an das Risikomanagement
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
m/s	Meter pro Sekunde
OLG	Oberlandesgericht
OpEx	Operational Expenditures
PLCR	Project Life Coverage Ratio
PPA	Power Purchase Agreement
Rn.	Randnotiz
RWA	Risk Weighted Assets (hier: risikogewichtete Aktiva)
SDR	Schuldendienstreserve
SI	Système international d'unités (Internationales Einheitensystem)
SODAR	Sound (Sonic) Detecting and Ranging
SPV	Special Purpose Vehicle
SSM	Single Supervisory Mechanism
Tab.	Tabelle
TWh	Terrawattstunde
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VOB	Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
WKA	Windkraftanlage

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1	Wichtige Kreditarten im Rahmen dieser Arbeit.....	8
Abb. 2	Idealtypische Windströmung durch eine WKA.....	16
Abb. 3	Funktionsweise der gleitenden Marktprämie.....	20
Abb. 4	Systematik von P-Werten bei der Energieertragsermittlung.....	32
Abb. 5	DSCR-Verläufe für das Erstangebot des Sponsors.....	56
Abb. 6.1	SDR bei 50 % des Kapitaldienst des Folgejahres.....	59
Abb. 6.2	SDR bei 100 % des Kapitaldienstes des Folgejahres.....	59
Abb. 6.3	Eigenkapitalquote von 30 %.....	59
Abb. 6.4	Eigenkapitalquote von 40 %.....	59
Abb. 6.5	Ein tilgungsfreies Jahr.....	59
Abb. 6.6	Kein tilgungsfreies Jahr.....	59
Abb. 7	DSCR-Verläufe für das kreditwürdige Zweitangebot.....	61

Tabellenverzeichnis

Tab. 1	Leistungsregulierung.....	16
Tab. 2	Verfügbarkeitsgarantien im Rahmen von Vollwartungsverträgen.....	45
Tab. 3	Rahmendaten eines Windkraftprojektes in Deutschland: Erst- angebot eines Sponsors.....	50
Tab. 4	Risikoarten, -instrumente und -träger.....	53
Tab. 5	Gegenüberstellung Zahlungsmittelzuflüsse und -abflüsse zur Ermittlung der CFADS.....	55
Tab. 6	DSCR-Werte und EK-Ausschüttungen für das Erstangebot des Sponsors.....	56
Tab. 7	Rahmendaten eines Windkraftprojektes in Deutschland: Kreditwürdiges Zweitangebot (Base-Case).....	60
Tab. 8	DSCR-Werte und EK-Ausschüttungen für das Zweitangebot.....	61

1 Einleitendes Kapitel

1.1 Anlass, Problemstellung und Zielsetzung

Nicht zuletzt durch den Überfall Russlands auf die Ukraine und die dadurch ausgelösten Preisdynamiken im Energiesektor ist das Thema Energiesicherheit stärker in den Fokus der Öffentlichkeit gerückt. Das Ziel einer weitgehend von autoritären Staaten unabhängigen und damit stabileren Energieversorgung ist zudem komplementär zu dem Anspruch einer dekarbonisierten Volkswirtschaft, deren Stromerzeugung nicht mehr auf fossile Brennstoffe angewiesen ist.

Konkret zielt die deutsche Bundesregierung darauf ab, das Pariser Klimaschutzabkommen einzuhalten und dafür bis zum Jahr 2030 80 % des Bruttostromes aus erneuerbaren Energien (EE) zu beziehen. Gleichzeitig wächst der gesamte deutsche Strombedarf in dieser Zeit von knapp 500 TWh auf 750 TWh.¹

Als einen Lösungsansatz im Ausbaupfad der Regierungskoalition sollen bis 2035 jährlich 10 Gigawatt Windenergie-Leistung zugebaut werden. Daran werden sich nicht nur große Energiekonzerne beteiligen, sondern auch kleine lokale Erzeuger. Dass deren Bedeutung zunimmt, ist auch Teil der politischen Strategie, Bürgerenergiegenossenschaften gezielt zu fördern. Die zunehmende Dezentralisierung der Energiegewinnung bedeutet für Regionalbanken, die traditionell stark in der lokalen Wirtschaft verflochten sind, dass sie verstärkt mit EE-Investitionen konfrontiert sein werden. Die geschilderte Dynamik macht das Segment der EE-Projektfinanzierungen gleichzeitig zu einem vielversprechenden Geschäftsfeld für Banken. Dieses ist zum einen aufgrund der hohen Investitionssummen mit attraktiven Aktiv-Volumina verbunden und zum anderen ermöglicht es der Bank, ihr Kreditbuch hin zu mehr Nachhaltigkeit auszurichten.

Auch wenn die dahinterstehende Technologie nicht neu ist, besteht oftmals nicht das ausreichende Fachwissen, ein solches CapEx-Projekt als Fremdkapitalgeber zu begleiten. Die Risiken und Chancen hinter einer Finanzierung eines EE-Projekts unterscheiden sich fundamental von traditionellen Projektfinanzierungen wie z.B. großer Wohnbauprojekte oder Unternehmensakquisitionen. Vom Typus her ist eine Projektfinanzierung – auch im EE-Bereich – eine non-recourse Finanzierung. Das bedeutet, dass die Kapitaldienste ausschließlich aus dem

¹ Vgl. Bundesregierung, 2023, o.S.

Cash-Flow (CF) des Special Purpose Vehicle (SPV) bedient werden. Ein Rückgriff auf die Sponsoren des Projekts (z.B. in Form von Bürgschaften oder anderen Sicherheiten) ist nicht vorgesehen.² Daraus folgt, dass ein Kreditinstitut in der Lage sein muss, den zu erwartenden standortspezifischen Energieertrag, die Anlagenleistung (z.B. Zuverlässigkeit und Wartungsintensität) und Absatzsicherheit des erzeugten Stroms valide einschätzen zu können. Das schließt auch ein, Unsicherheitsfaktoren erkennen und quantifizieren zu können. Besonders die erstgenannten Faktoren Energieertrag und Anlagenleistung erfordern fortgeschrittenes technisches Knowhow. Um die Absatzsicherheit beurteilen zu können, bedarf es wiederum spezifischer betriebswirtschaftlicher Fachkenntnisse. Regionalbanken haben dieses Humankapital vielfach noch nicht in ihren Häusern etabliert. Das hat zur Folge, dass sie Geschäftschancen im Wachstumsfeld EE nicht wahrnehmen können.

Wie eine Bank mit diesen Herausforderungen umgeht und einen konzeptionell homogenen Rahmen für Kreditentscheidungen bei Windenergiefinanzierungen entwickeln kann, soll diese Bachelorarbeit aufzeigen. Dafür soll ein Konzept geschaffen werden, wie eine Regionalbank eine Kreditentscheidung bei Windkraftprojekten an Land treffen kann. Der dahinterstehende Prozess ist umfangreich. Daher bedarf es einer gewissen Eingrenzung innerhalb dieser Ausarbeitung, was bedeutet, dass diese keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt. Konkret liegt der Schwerpunkt auf der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Projektes aus der Perspektive eines Kreditinstituts. Bezeichnende Anforderungen hinsichtlich der RWA-Ermittlung, des aufsichtsrechtlichen Reportings, der Einwertung von Sicherheiten und weiterer bankenspezifischer Regelungen an das EE-Projektfinanzierungsgeschäft werden nicht detailliert betrachtet. Ebenso werden Themenkomplexe wie die Genehmigung und die öffentliche Akzeptanz von Windanlagen nicht in ihrer Tiefe untersucht. Vielmehr wird zur Eingrenzung des Umfangs angenommen, dass sich eine Bank nur intensiv mit einer Kreditgewährung auseinandersetzt, wenn die behördlichen Genehmigungen sowie erste Planungen vorliegen und auch keine erfolgsversprechenden Klagen oder Einsprüche der Öffentlichkeit zur Disposition stehen. Dies inkludiert, dass in diesen Bereichen die Risikobetrachtung (Identifikation, Allokation, Quantifizierung) nicht vorgenommen

² Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 1f.

wird. Nur an Stellen, die für das Allgemeinverständnis notwendig sind, werden diese vorgenannten Sachverhalte aufgegriffen. Die Eingrenzung auf Onshore-Windanlagen ist fachlicher Natur. Im Gegensatz zur Offshore-Windenergie unterscheiden sich beide Erzeugungsmethoden hinsichtlich ihres Risikoprofils und ihrer Fördersysteme. Ferner sind Windkraftwerke auf See häufig deutlich größer und daher auch nicht im Fokus einer Regionalbank.³ Somit betrachtet diese Bachelorarbeit nach einer knappen Schilderung kreditwirtschaftlicher Grundlagen sowie einer Definition wesentlicher Fachtermini schwerpunktmäßig die finanzielle Analyse eines Windkraftprojekts. Spezifische juristische und regulatorische Aspekte werden aufgrund des vorgegebenen Umfangs nur hinsichtlich der aktuellen EE-Subventionierung und des Stromvertriebs über Power Purchase Agreements (PPA) beleuchtet. Somit findet in Kapitel 3 zunächst eine Identifikation der wesentlichen Projektrisiken anhand der Projektentwicklungsphasen statt. Das umfasst die zentralen Risiken wie beispielsweise Fertigstellungs- und technische Risiken sowie Herausforderungen in der Betriebsphase. Im Sinne eines klassischen Risikomanagementprozesses folgt auf die Identifikation auch bei einem Windenergieprojekt die Risikoreduktion und -allokation auf die Stakeholder.⁴ Die abschließende Risikoquantifizierung wird anhand der Fallstudie in Kapitel 4 illustriert. Als technisches Hilfsmittel im Bereich der Projektfinanzierung ist dafür der Rückgriff auf ein Cashflow-Modell üblich. Typischerweise ist die Cashflow-Stabilität von existenzieller Bedeutung für Projektfinanzierungen im Allgemeinen und Windenergievorhaben im Speziellen.⁵ Am Ende des Werks werden die zentralsten Inhalte und Schlussfolgerungen kritisch gewürdigt. Es wird auch resümiert, an welchen Stellen vorgefundene Hindernisse weiterführende Untersuchungen notwendig machen. Die Rolle der Regionalbanken wird im appellierenden Fazit in den Kontext einer gesamtgesellschaftlichen Verantwortung für eine erfolgreiche ökologische Transformation gestellt. Diese Arbeit richtet sich primär an Angestellte von Banken in Markt- und Marktfolgeeinheiten sowie an deren Kompetenzträger. Ein gewisses Grundverständnis für das Kreditgeschäft und insbesondere für das Projektfinanzierungsgeschäft wird daher vorausgesetzt. Das

³ Vgl. Schmidt / Weller, 2019, S. 1 – 8.

⁴ Vgl. Böttcher, 2019, S. 363 f.

⁵ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 1f / Böttcher, 2019, S. 363 f.

umfasst zum einen gängige Fachbegriffe und zum anderen bankbetriebswirtschaftliche Grundlagen.

1.2 Wissenschaftliche Methodik

Methodisch soll die einschlägige Fachliteratur miteinander verknüpft und verschiedene Standpunkte des aktuellen wissenschaftlichen Diskurses an geeigneter Stelle einander gegenübergestellt werden. Dies entspricht dem Vorgehen einer wissenschaftlichen, qualitativen Literaturanalyse. Hierdurch soll ersichtlich werden, welche Standards sich bei der Projektfinanzierung von Onshore-Windkraftanlagen entwickelt haben. Um die Relevanz der Aussagen sicherzustellen, werden möglichst aktuelle Publikationen analysiert. Dabei sollen sowohl Bücher, Aufsätze, wissenschaftliche Essays als auch weitere reliable Internetpublikationen in der Literaturlauswahl berücksichtigt werden. Es werden daher keine Gattungen a priori ausgeschlossen.

Ferner werden an geeigneter Stelle Erkenntnisse aus Experteninterviews in die Arbeit eingebaut. Durch eine selektive Wahl der Gesprächspartner soll ein Eindruck davon vermittelt werden, wie eine Windkraftfinanzierung im praktischen Alltag beurteilt wird. In erster Linie sollen zwei Perspektiven auf dieses Thema durch diesen Forschungsansatz einfließen: (i) Durch die Wahl erfahrener Bankkaufleute im Bereich der EE-Finanzierung kann die Finanzierer-Sicht abgebildet werden. (ii) Durch die Einbindung von Projektierern respektive Initiatoren geht hervor, welche Anforderungen diese Stakeholder-Gruppe an eine Projektfinanzierung stellt. Die Gruppe (iii) ist heterogen und besteht aus Juristen, Ingenieuren und Beamten. Die Interviews wurden unter der Supervision von Marc Reibert im Rahmen seiner Bachelorarbeit durchgeführt. Gemäß qualitativer Studienmethoden entwickelt der Autor lediglich einen Plan zur Befragung, um zu einem konzeptionellen Rahmen zu gelangen (semi-strukturierter Fragenkatalog), der die Interviewten in die entsprechenden Richtungen führt⁶. Anschließend werden die zwölf Gespräche im wissenschaftlichen Standard der qualitativen Inhaltsanalyse nach Mayring (2022) ausgewertet. Konkret wird auf die deduktive

⁶ Vgl. Creswell / Clark, 2011.

Kategorienanwendung zurückgegriffen.⁷ Um die Privatsphäre des Einzelnen zu respektieren, werden die Protokolle sowie die jeweiligen Aussagen nur anonymisiert in dieses Werk einfließen. Um den Umfang des Anhangs zu reduzieren, werden nicht die gesamten Transkriptionen dieser Arbeit beigelegt, sondern nur die wichtigsten Passagen in tabellarischer Form und auch nur in der elektronischen Ausfertigung. Die qualitative Inhaltsanalyse ermöglicht eine systematische und strukturierte Auswertung der gesammelten Primärdaten, um relevante Erkenntnisse v.a. im Vergleich zur Fachliteratur zu gewinnen. Dieses Auswahlkriterium stellt sicher, dass die hier präsentierten Ergebnisse relevant und umfassend sind.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Regionalbanken

Eine Fokussierung auf Regionalbanken erscheint dahingehend zweckmäßig, da sich die einer Bank zur Verfügung stehenden Ressourcen, aber auch die Risikotragfähigkeit in Abhängigkeit von der Größe wesentlich unterscheiden. Das macht sich beispielsweise bei Obligo- oder der Risikorelevanz-Grenzen bemerkbar. Eine Einteilung der deutschen Kreditinstitute nach Bankengruppen wird daher auch von Seiten der Aufsicht vorgenommen. Um in diesem Werk als Regionalbank zu gelten, müssen mehrere Faktoren gegeben sein. Zuvorderst muss es sich um ein Kreditinstitut im Sinne des § 1 KWG handeln.⁸ In der weiteren Unterscheidung finden sich regionale Kreditinstitute in erster Linie in der Gruppe Universalbanken, wobei die weitere Unterscheidung in private, öffentlich-rechtliche bzw. Genossenschaftsbanken (3-Säulen-Struktur des deutschen Bankensystems) von untergeordneter Bedeutung ist, wenngleich die beiden letztgenannten Gruppen von der Anzahl her dominierend sind.⁹ Entscheidender ist, dass sie ihre Niederlassungen respektive Filialen nur in einem bestimmten geographischen Raum haben. Vielfach ist dieser auch in der Geschäftsstrategie vorgegeben.¹⁰ Für Sparkassen ist der Grundsatz des Regionalprinzips im Sparkassengesetz

⁷ Vgl. Mayring, 2022, 96 ff.

⁸ Vgl. Deutsche Bundesbank a, 2022, S. 1.

⁹ Vgl. Deutsche Bundesbank b, 2022, S. 52.

¹⁰ Vgl. Eilenberger, 2020, S. 116.

verankert. Auch bei Genossenschaftsbanken ist er existent und rührt aus dem Gedanken, in erster Linie die ansässigen Genossenschaftsmitglieder zu fördern. Beides führt zu einer festen Verwurzelung in der jeweiligen Region.¹¹ Die räumliche Konzentration einer Regionalbank bedingt, dass ihre Mittelherkunft überwiegend aus inländischen Einlagen von Nichtbanken resultiert. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Mittelverwendung in Form von Ausleihungen an Nichtbanken. Nichtsdestoweniger kann ihr Aktionsradius über die geographische Präsenz durch Filialen hinausgehen, wobei sich der Grad an Überregionalität mit der bilanziellen Größe des Instituts erhöht – beispielweise in Form von großen Konsortien oder Eigenanlagen.¹² Durch ihre räumliche Eingrenzung sind Regionalbanken mehrheitlich keine großen Banken. Das heißt, in dieser Arbeit kommt als trennscharfes Kriterium hinzu, dass solche Kreditinstitute keine Signifikanten Institute im Sinne der SSM-Rahmenverordnung sind.¹³ Kleinere Institute sind ferner dadurch charakterisiert, dass sie viele Dienstleistungen nur bzw. effizienter im Verbund anbieten können. Das kann das Wertpapiergeschäft (z.B. Vermögensverwaltungen) aber auch das Kreditgeschäft betreffen (z.B. Zwang zu Konsortialfinanzierung aufgrund einer Überschreitung von selbstgesteckten oder regulatorischen Obligogrenzen). Beschränken fachliche bzw. personelle Defizite das eigenständige Erbringen bestimmter Dienstleistungen, können diese durch Schulungs- oder Einstellungsmaßnahmen behoben werden.¹⁴

Möchte man in den folgenden Analysen von einer *üblichen* Regionalbank als projektfinanzierendes Kreditinstitut ausgehen, ist man der Anzahl der Institute nach zu urteilen wahrscheinlich mit einer Sparkasse oder Genossenschaftsbank konfrontiert. Hinsichtlich der Größe stößt man jedoch an gewisse Grenzen in Bezug auf die Risikotragfähigkeit, um als mögliche projektfinanzierende Regionalbank betrachtet zu werden. Es geht bei den nun folgenden Annahmen weniger darum festzustellen, wie eine geläufige Regionalbank aussieht. Nur muss für die späteren Analysen der Blickwinkel klar sein, aus welchem eine Bank eine Kreditentscheidung trifft. Diese kann nämlich in Abhängigkeit von der Größe (und damit verbunden der Risikotragfähigkeit bzw. den unterschiedlichen personellen

¹¹ Vgl. Maurer, 2016, S. 40 f.

¹² Vgl. Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, 2009, S. 4 – 6.

¹³ Vgl. Europäische Zentralbank, 14.05.2014, Titel 3, Artikel 50.

¹⁴ Vgl. Deeg, 1998, S. 95 f.

Ressourcen) anders ausfallen. Daher wird nun vereinfacht hergeleitet, an welche Regionalbanken die weiteren Wirtschaftlichkeits- und Risikoanalysen überhaupt aufgrund ihrer bilanziellen Größe adressiert sind. Eine von der Bilanzsumme her größere Bank kann auch höhere Kredite an einzelne Kunden herausgeben.¹⁵ Betrachtet man den Median der Bilanzsumme als Maßstab, resultiert daraus für die deutschen Sparkassen für 2022 eine Bilanzsumme von ca. 2,7 Mrd. EUR¹⁶; korrespondierend erhält man bei den Genossenschaftsbanken das Ergebnis von ca. 700 Mio. EUR¹⁷. Bedient man sich dem arithmetischen Mittel, hat eine *durchschnittliche* Sparkasse demnach eine Bilanzsumme von 4,2 Mrd. EUR¹⁸ und eine *durchschnittliche* Genossenschaftsbank kommt auf 1,6 Mrd. EUR. Setzt man dies ins Verhältnis zu den hohen Investitionskosten im Rahmen eines Windenergieprojektes, muss man schlussfolgern, dass das arithmetische Mittel als Bewertungskriterium geeigneter erscheint. Eine in dieser Weise definierte *durchschnittliche* Sparkasse ist eher in der Lage, ein klassisches Onshore-Windenergieprojekt zu begleiten, als im Falle, dass die *übliche* bilanzielle Größe durch den Median determiniert wird. Im Genossenschaftssektor muss dennoch von einer *überdurchschnittlich* großen Banken ausgegangen werden.¹⁹

2.2 Grundlagen des Kreditgeschäftes

2.2.1 Systematisierung des Kreditbegriffes

Nähert man sich dem Begriff des Kredits von seinem etymologischen Ursprung, bedeutet er „Vertrauen“ – abgeleitet vom lateinischen Begriff „credere“. Damit ist bereits der Kern seiner wirtschaftlichen Bedeutung umrissen: Die Überzeugung des Kreditgebers, seine überlassenen Geldmittel bzw. Kaufkraft vom Kreditnehmer wiederzuerhalten.²⁰ Daneben charakterisiert ein Kreditverhältnis das

¹⁵ Vgl. Vgl. Büschgen, 1999, S. 1162

¹⁶ Vgl. DSGVO, 2023, o.S.

¹⁷ Vgl. BVR, 2023, S. 10.

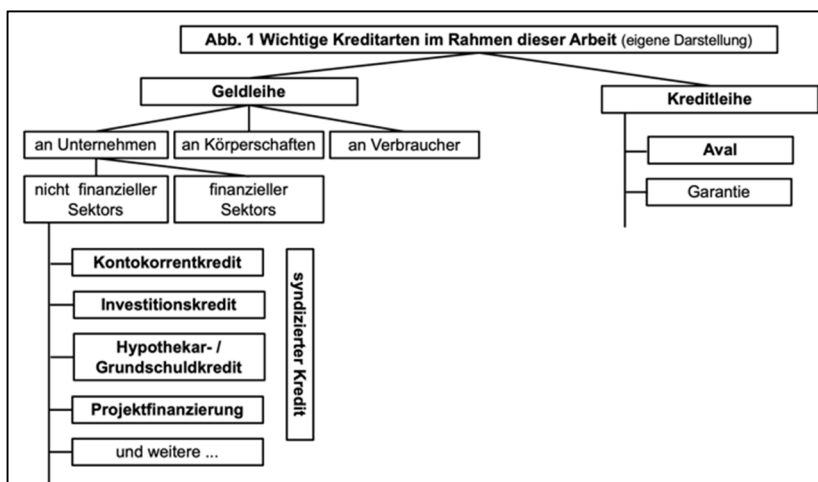
¹⁸ Vgl. DSGVO, 2023, o.S.

¹⁹ Es handelt sich hierbei nur um Grundtendenzen. Ob eine Regionalbank im Einzelfall tatsächlich in der Lage ist, eine Windkraftfinanzierung zu begleiten, ist von diversen anderen Gründen abhängig – beispielsweise von regulatorischen oder geschäftspolitischen Vorgaben. Da der Begriff der „durchschnittlichen“ Regionalbank schlecht neutral zu fassen ist, ist er in der Arbeit auch *kursiv* gedruckt.

²⁰ Vgl. Eilenberger, 2020, S. 184.

zeitliche Auseinanderfallen einer wirtschaftlichen Leistung – Kreditausreichung – und deren korrespondierender Gegenleistung in der Zukunft – Zins- und Tilgungszahlungen.²¹ Handelt es sich dabei um die tatsächliche Überlassung von Kapital, spricht man von Geldleihe. Gibt das Institut seinem Kunden nur ein Versprechen, für dessen Verpflichtungen einzustehen, stellt es keine Liquidität, sondern seine Bonität zur Verfügung und man spricht von Kreditleihe (z.B. Aval, Garantie). Der genaue Geschäftsvorfall hinter solchen Bankbürgschaften ist dabei sehr vielfältig.²²

Im Bereich der Geldleihe lässt sich der Kreditbegriff weiter systematisieren. Differenziert man nach den Darlehensnehmern lassen sich Verbraucher-, Körperschafts- und Unternehmenskredite unterscheiden, wobei nur letztere für das Thema relevant sind. Wiederum innerhalb der Unternehmenskunden sind nur solche aus dem nicht-finanziellen Sektor von Interesse.²³ Kredite an diese Zielgruppe unterscheiden sich in Hinblick auf Tilgungsverlauf, Besicherung und Finanzierungszweck. Je nach Kombination dieser drei Attribute resultieren daraus unterschiedliche Archetypen. Aufgrund ihrer Vielzahl lassen sie sich an dieser Stelle nicht vollumfänglich beschreiben. Abbildung 1 gibt einen Eindruck davon wie eine Systematisierung, die primär nach den Kreditnehmern unterscheidet, aussehen kann.



Sie kann granularer weitergeführt und jeweils eine Gliederung nach Tilgung, Kreditsicherheit und -zweck vorgenommen werden. Für die Absicht dieser Arbeit

²¹ Vgl. Wittgen, 1970, S. 16 ff.

²² Vgl. Eilenberger, 2020, S. 184.

²³ Diese kategorische Aussage soll nicht darüber hinwegtäuschen, dass in der Praxis Schnittmengen existieren können. Denkbar sind Engagements von Kommunen in lokalen Energieprojekten, bei denen in Abhängigkeit von der konkreten Vertragsgestaltung Aspekte klassischer kommunaler Finanzierung auch im Rahmen einer EE-Finanzierung zu berücksichtigen sind.

genügt es festzuhalten, dass sie sich ausschließlich im Bereich des Aktiv-Geschäftes mit nicht-finanziellen Unternehmen bewegt – dort nämlich sind Projektfinanzierungen nach dieser Definition einzuordnen (siehe auch Kapitel 2.2.4 Grundlagen einer Projektfinanzierung).²⁴

An dieser Stelle soll nur der syndizierte Kredit noch einmal genauer beschrieben werden. Er unterscheidet sich primär durch seine Abwicklung. Die ausgereichten Gelder werden von einem Bankenkonsortium aufgebracht, das sich auf einen gemeinsamen Vertrag mit dem Kreditnehmer stützt. Es ist hierbei weniger ein eigener Archetyp der Geldleihe als vielmehr eine optimierte Verfahrensart, große Kreditbedarfe von Unternehmen zu decken. Als Motivation der Bank, sich einem Konsortium anzuschließen, können die Gesichtspunkte Risikoteilung, Großkreditgrenzen oder KWG-rechtliche Restriktionen stehen.²⁵

2.2.2 Kreditwürdigkeit und Kreditrisiken

Vor jeder Kreditvergabe ist die Kreditfähigkeit des Antragstellers zu prüfen. Darunter versteht man die Fähigkeit, Verträge rechtswirksam abzuschließen. Diese ist grundsätzlich bei voll geschäftsfähigen natürlichen Personen, eingetragenen juristischen Personen sowie Personenhandelsgesellschaften gegeben. Etwaige Sonderfälle z.B. im Zusammenhang mit beschränkt geschäftsfähigen natürlichen Personen sollen hier nicht weiter thematisiert werden.²⁶

Aus der zeitlichen Differenz zwischen Kreditauszahlung und -rückzahlung erwächst einem Kreditgeber das Risiko, dass die vertragliche Gegenleistung nicht erfolgt. Daher werden in einem nächsten Schritt die personelle und materielle Kreditwürdigkeit geprüft. Erstgenannte umfasst qualitative Faktoren. Dazu gehören Regeltreue beispielsweise im Rahmen der Kontoführung (z.B. keine nicht genehmigte Überziehung) oder Zuverlässigkeit in der Geschäftsbeziehung.²⁷ Zur Kontrolle der materiellen Kreditwürdigkeit lässt sich eine Bank die wirtschaftlichen Verhältnisse des Antragstellers offenlegen. Bei statisch orientierten

²⁴ Vgl. Büschgen, 1998, S. 330.

²⁵ Vgl. Büschgen, 1998, S. 338.

²⁶ Vgl. Nitsch, 2010, S. 110.

²⁷ Vgl. Eilenberger, 2020, S. 197.

Untersuchungen wird die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage zu einem Stichtag bewertet. Der dynamische Ansatz erstreckt sich auch auf die zukünftige prognostizierte Ertragskraft.²⁸ Der dahinterstehende Gedanke ist, dass der Kreditnehmer stets in der Lage sein muss, den Kapaldienst (Summe aus Zins- und Tilgung) aus den laufenden Einnahmen zu stemmen. Reichen diese nicht, ist grundsätzlich davon auszugehen, dass die Kreditwürdigkeit nicht gegeben ist.²⁹ Der § 18 KWG fordert die Offenlegung unbeschadet definierter Ausnahmen ab einem Obligo auf Ebene des Kundenverbundes von 750.000 EUR. Da aber die Kapitaldienstermittlung ein derart fundamentaler Schritt im Kreditvergabeprozess ist, verlangt die MaRisk als normenkonkretisierende Verwaltungsvorschrift, diese stets bei Kreditausreichungen vorzunehmen – unabhängig von der Obligohöhe.³⁰ Auf Basis des Prüfungsergebnisses werden die Möglichkeit, der Umfang und die Bedingungen für das Eingehen eines Kreditverhältnisses vom Institut detailliert festgelegt. Zu den weiterführenden Bedingungen gehören auch Kreditsicherheiten. Diese werden einer Bank exklusiv gewährt, um im Falle einer gescheiterten Vertragserfüllung des Kreditnehmers aus dessen Vermögensgegenständen ihre Forderungen zu befriedigen.³¹ Da die Bestellung von Sicherheiten in der konkreten Ausgestaltung sehr vielfältig ist, wird an dieser Stelle auf die zahlreiche Fachliteratur verwiesen.

Eine Bank sieht sich im Aktiv-Geschäft nicht nur mit Verlustgefahren auf Ebene der einzelnen Kunden konfrontiert, sondern sie entstehen ihr auch aus ihrem Kreditportfolio heraus. Die Aufsicht über den richtigen Umgang u.a. mit Kreditrisiken führt bei Regionalbanken (nach der hiesigen Definition mehrheitlich LSIs) die BaFin durch. Im Fall der Adressausfallrisiken schildert die Behörde, dass jegliche Konzentrationen (z.B. Sektoren, Adressen, Sicherheiten) zu begrenzen sind. Bei deren Identifikation sind qualitative und quantitative Faktoren zu berücksichtigen und dabei insbesondere auf wirtschaftliche Verflechtungen und juristische Abhängigkeiten zu achten.³² Bei Marktpreisrisiken ist zwischen Handels- und Anlagebuch zu unterscheiden. Für das Anlagenbuch der Regionalbanken fehlen oftmals Marktpreise, wodurch sich negative Effekte v.a. durch

²⁸ Vgl. Eilenberger, 2020, S. 197.

²⁹ Vgl. Bantleon / Schorr, 2012, S. 37, 80.

³⁰ Vgl. BaFin, 2023, S. 74.

³¹ Vgl. Eilenberger, 2020, S. 197.

³² Vgl. BaFin, 2023, S.97.

Barwertänderungen der betroffenen Zinspositionen ergeben.³³ Daneben bestehen noch Liquiditäts- und operationelle Risiken.³⁴ Ersteres ist die Gefahr, den Zahlungsverpflichtungen nicht zu jedem Zeitpunkt nachkommen zu können, weil beispielsweise kurzfristige Kundeneinlagen in langfristigen Krediten gebunden sind.³⁵ Operationelle Risiken sind im Kern alle weiteren Verlustpotenziale, die sich als Gefahr von Verlusten, die infolge der Unangemessenheit oder des Versagens von internen Verfahren und Systemen oder infolge externer Ereignisse inklusive von Rechtsrisiken ergeben.³⁶ Alle diese Risiken müssen abschließend unter dem Gesichtspunkt von ESG-Risiken betrachtet werden.³⁷

2.2.3 Funktionstrennung nach MaRisk

Auch wenn das zentrale Instrument im Rahmen der Kreditvergabe und der ihr inhärenten Risikobeurteilung die Überprüfung der Kreditwürdigkeit ist, verlangt die Aufsicht zusätzliche aufbauorganisatorische Präventionsmaßnahmen. Das Prinzip der Funktionstrennung ist hierbei von großer Bedeutung.³⁸ So heißt es im Wortlaut:

„Maßgeblicher Grundsatz für die Ausgestaltung der Prozesse im Kreditgeschäft ist die klare aufbauorganisatorische Trennung der Bereiche Markt und Marktfolge bis einschließlich der Ebene der Geschäftsleitung.“³⁹

Daraus folgt, dass eine Kreditentscheidung der zustimmenden Votierung durch Markt und Marktfolge bedarf, wovon nur bei nicht-risikorelevanten Krediten abgewichen werden kann. Im Prozessablauf steht marktfolgeseitig „die Nachvollziehbarkeit und die Vertretbarkeit der Kreditentscheidung im Vordergrund.“⁴⁰ Dass eine Votierung insgesamt unabhängig zu erfolgen hat, fordern mehrere

³³ Vgl. Büschgen, 1998, S. 1167 / BaFin, 2023, 99 – 101.

³⁴ Vgl. BaFin, 2023, S. 10.

³⁵ Vgl. Büschgen, 1998, S. 895.

³⁶ Vgl. Basel Committee on Banking Supervision, 2004, S. 137.

³⁷ Vgl. BaFin, 2023, S. 10.

³⁸ Um zu einem schnellen Überblick über die weiteren Kontrollmechanismen in Banken zu gelangen, wird an dieser Stelle auf die jeweils aktuell gültige MaRisk-Fassung verwiesen. Das Prinzip der Funktionstrennung wird nur exponiert dargestellt, da es den Kreditvergabeprozess in seinem Ablauf am unmittelbarsten beeinflusst.

³⁹ Vgl. BaFin, 2023, S. 62.

⁴⁰ Vgl. BaFin, 2023, S. 63.

verbindliche Vorschriften. Um auch an dieser Stelle den Fokus zu wahren, wird auf die einzelnen Texte (z.B. KWG, MaRisk, EBA-Leitlinien) verwiesen.⁴¹

Die Funktionstrennung fordert nicht nur eine aufbauorganisatorische Trennung von Markt und Marktfolge. Sie verpflichtet auch zu einer klaren und einheitlichen Kompetenzordnung. In deren Rahmen sind „die Entscheidungsbefugnisse und -beschränkungen jedes Entscheiders klar beschrieben [...]“.⁴²

2.2.4 Grundlagen einer Projektfinanzierung

Eine Projektfinanzierung weist im Vergleich zu anderen Formen der Geldleihe an Unternehmen des nicht-finanziellen Sektors klare Unterschiede auf. Eine solche Finanzierung bezieht sich auf eine bestimmte Wirtschaftseinheit, die ein einziges konkretes Vorhaben verfolgt. Gegründet wird diese Zweckgesellschaft von ihrem oder ihren Initiatoren.⁴³ Sie ist ein rechtlich, technisch und wirtschaftlich tragfähiges Unternehmen.⁴⁴ Es ist darauf zu achten, dass das SPV in einer möglichst frühen Planungsphase gegründet wird, damit es alle entscheidenden Verträge, Gewährleistungsrechte und Genehmigungen inne hat, sodass es zu keinen Übertragungen auf die Zweckgesellschaft kommen muss.⁴⁵ Die Sponsoren investieren das Eigenkapital des SPV, während Geschäftsbanken das Fremdkapital (FK) zur Verfügung stellen. Der Schlüssel für eine erfolgreiche Projektfinanzierung liegt nun darin, die Finanzierung so zu strukturieren, dass ein haftungsrechtlicher Rückgriff für die Kapitaldienstleistung des SPV auf seine Sponsoren ausgeschlossen ist.⁴⁶ Das Risiko der Initiatoren ist im Idealfall auf ihr Eigenkapital (EK) in dem SPV beschränkt; man spricht in diesem Fall von einer non-recourse Finanzierung. Da Banken i.d.R. keine Eigenkapitalrisiken eingehen möchten, müssen die Sponsoren für einen ausreichenden Risikopuffer in Form einer ausreichenden Höhe nachrangigen Kapitals sorgen. Dies dient auch dem

⁴¹ Vgl. EBA, 2020.

⁴² Vgl. BaFin, 2023, S. 65.

⁴³ In der gesamten Bachelorarbeit sind Initiator, Sponsor, Projektierer, Betreiber und die handelnden Personen im SPV von Anfang an die selbe(n) natürliche(n) oder juristische(n) Person(en) und damit sind die Ausdrücke synonym verwendbar.

⁴⁴ Vgl. Böttcher, 2019, S. 11.

⁴⁵ Vgl. Michaelsen, 2019, S. 110.

⁴⁶ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 1 f.

Zweck, ein adäquates Anreizschema zu etablieren, in dem die Projektierer aus eigenem Interesse heraus alles notwendige für das Gelingen des Unterfangens einleiten.⁴⁷ Die wesentliche Rückzahlungsquelle für das eingesetzte Kapital der EK- und FK-Geber ist bei einer Projektfinanzierung der zukünftig zu erwirtschaftende CF.⁴⁸ Er muss so hoch sein, dass nicht nur die Kapitaldienste, sondern auch die Betriebskosten und die Rücklagen für Eventualitäten gedeckt sind. Aufgrund fehlender Vergangenheitswerte sind zur Quantifizierung der erwartbaren CFs Machbarkeitsstudien zu dem Vorhaben anzufertigen. Da die Stabilität der CFs entscheidend ist, sind insbesondere die Ertragsstudien konservativ zu erstellen. Zusätzlich sind Best- und Worst-Case-Szenarien sowie notwendige Schritte im Falle des Eintretens der einen oder anderen Situation zu definieren.⁴⁹ Die Risiken können bei großen Projekten so auf die Beteiligten verteilt werden, dass sie bestenfalls vermieden oder zumindest reduziert werden. Grundsätzlich übernimmt dabei jeder Stakeholder die Teilbereiche, die am unmittelbarsten in seinem Einflussbereich stehen und somit an dieser Stelle am effizientesten steuerbar sind. Die in Kapitel 3 genauer untersuchten Projektverträge sind die entscheidendsten für das Erfüllen der Maxime der Risikoteilung. Sie ist für das gesamte Projektgeschäft kennzeichnend.⁵⁰ Das Prinzip des Risk-Sharings kommt dort an seine Grenzen, wo sich Restrisiken keinem Beteiligten zuordnen lassen. Hier muss geprüft werden, ob ein Risikotransfer über eine Versicherung möglich ist. Dies gilt insbesondere für Risiken der höheren Gewalt (Force Majeure) wie beispielsweise Sturmschäden.⁵¹ Nichtsdestotrotz kommt der Sicherheitsituation für Banken weiterhin eine hohe Bedeutung zu, wenngleich sie sich anderes als bei klassischen Unternehmensfinanzierungen darstellt. Mit Blick auf die projekt-individuellen Investitionsgüter ist eine Liquidation der SPV-Aktiva nur schwer zu einem fairen Preis möglich. Daher steht bei einer Projektfinanzierung stets der Fortführungsgedanke im Fokus. Die generierten CFs werden somit als Erstes für betriebsnotwendige Kosten und erst im Anschluss daran für den Kapitaldienst herangezogen (Wasserfall-Prinzip).⁵² Am Schluss erhalten die EK-Geber

⁴⁷ Vgl. Böttcher, 2019, S. 13.

⁴⁸ Vgl. BaFin, 2023, S. 74.

⁴⁹ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 11 f.

⁵⁰ Vgl. Böttcher, Blattner, 2013, S. 12.

⁵¹ Vgl. Portela, Reineke, 2018, S. 477.

⁵² Vgl. Gatti et al., 2007, S. 139 / Peters, 2017, S. 812 / Matzen, 2017, S. 609.

Ausschüttungen. Für die Besicherung der Bank bedeutet das die Abtretung aller Verträge und sonstigen Rechte zu ihren Gunsten. Dadurch wird sie in die Lage versetzt, das Vorhaben im Verwertungsfall eigenständig zum Erfolg zu führen, um auch die CFs als Rückzahlungsquelle aufrechtzuerhalten.⁵³

Das Risiko der Projekterrichtungsphase steht im Verhältnis zu den bereits ausgereichten Geldern in Abhängigkeit vom Baufortschritt. Sämtliche Investitionsvorhaben beginnen mit einer langen Konstruktions- und Planungsphase. Mit der zunehmenden Reife steigen die Ausgaben, da Bauverträge ausgehandelt, Ausrüstung bestellt und der Bau begonnen wird. Mit steigenden Investitionsausgaben steigt auch die Darlehensvaluierung respektive der ausstehende Risikobetrag für das finanzierende Institut. Ebenfalls können sich in diesem Zeitraum Prognosen zu den geplanten Kosten oder Bauzeiten als falsch herausstellen. Faktisch gebotene Nachfinanzierungen wären die Folge.⁵⁴ In der Praxis werden bei Windkraftprojekten oft Zwischenfinanzierungen für die Bauphase aufgelegt. Sie werden anschließend von langfristigen Tilgungsdarlehen – vielmals in Form öffentlicher Mittel der KfW – abgelöst. Die hinter der Finanzierung der Anlagenerrichtung stehenden Überlegungen und Prüfungen ähneln denen, für die Langfristfinanzierung. Unterscheide zwischen Bau- und Betriebsphase im konzeptionellen Treffen einer Kreditentscheidung werden daher vereinfachend nicht weiter herausgearbeitet.⁵⁵

In der darauffolgenden Anlaufphase beginnt das SPV mit der Generierung erster CFs. Hier stellt sich heraus, ob die erstellten Ertragsgutachten korrekt waren. Ebenfalls beginnt der Schuldendienst und die Projektkosten sinken auf den dauerhaften Fixkostenblock. Sobald die Stakeholder des Projektes davon überzeugt sind, dass Menge und Preise des herzustellenden Wirtschaftsguts den Vorhersagen entsprechen, geht das Vorhaben in die Betriebsphase über.⁵⁶ In dieser letzten Phase arbeitet die Zweckgesellschaft wie ein reguläres Betriebsunternehmen, wodurch auch das Kreditrisiko sinkt; ausstehende Verbindlichkeiten werden zurückgeführt und die vorherigen Unsicherheitsfaktoren haben sich aufgelöst bzw. sind bekannt.⁵⁷

⁵³ Vgl. Böttcher, 2019, S. 14.

⁵⁴ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 9 f.

⁵⁵ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 9.

⁵⁶ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 10 f.

⁵⁷ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 10.

2.3 Technische Grundlagen der Windenergie

In diesem Abschnitt sollen die technischen und physikalischen Grundprinzipien hinter der Nutzung von Wind als Energieträger erläutert werden. Dabei soll es weniger um die exakte technische Darstellung gehen, als vielmehr um das Verständnis, welche Faktoren auf die Leistung einer Windkraftanlage (WKA) und damit auf den CF wirken.

Der konstruktive Aufbau von WKA umfasst fünf Hauptkomponenten. Von unten beginnend findet sich zuerst das Fundament. Da es alle Kräfte des Windrotors und der Eigenbewegung abfangen muss, wird vor dem Bau ein Bodengutachten zur Tragfähigkeit angefertigt.⁵⁸

Der darauf sitzende Turm ist sowohl das schwerste als auch kostenintensivste Bauteil. Mit mehreren hundert Tonnen und einem Anteil von 15 % - 25 % an den Baukosten nimmt er eine zentrale Rolle im Planungs- und Errichtungsprozess ein.⁵⁹ Seine Höhe ist standortabhängig: je höher der Turm, umso höher die Windgeschwindigkeit bzw. -ertrag und je geringer die Turbulenzen.⁶⁰

Das auf dem Turm sitzende Maschinenhaus wird auch Gondel genannt. Dort sind alle wichtigen Systeme untergebracht (z.B. Steuerung, Hydraulik, Kühlung usw.) und auch der Triebstrang wird daran montiert. Dieser enthält alle beweglichen Elemente, die für die Konvertierung der kinetischen Energie – also der Windströmung – in Elektrizität sorgen.⁶¹ Der Rotor kann von seiner Funktionsweise her als Teil des Triebstrangs gesehen werden. Doch aufgrund seiner Wichtigkeit und Komplexität in der aerodynamischen Konstruktion wird er als eigenständige Hauptkomponente ausgewiesen. Seit vielen Jahren haben sich Auftriebsläufer als Rotoren-Klasse durchgesetzt.⁶² Sie können die Rotorgeschwindigkeit durch das spezifische aerodynamische Design um ein Vielfaches über die absolute Windgeschwindigkeit hinaus erhöhen.⁶³ Auch dient diese Konstruktionsweise als Sicherheitsinstrument. Eine Leistungsbegrenzung – beispielsweise aufgrund von Stürmen oder von Netzüberlastungen – ist durch die Pitch-

⁵⁸ Vgl. Hau, 2014, S. 532.

⁵⁹ Vgl. BWE, 2023a, o.S.

⁶⁰ Vgl. BWE, 2023a, o.S.

⁶¹ Vgl. Hau, 2014, S. 322 ff.

⁶² Vgl. Hau, 2014, S. 287 ff. / BWE, 2023a, o.S.

⁶³ Vgl. Kalkschmitt et al., 2020, S. 471.

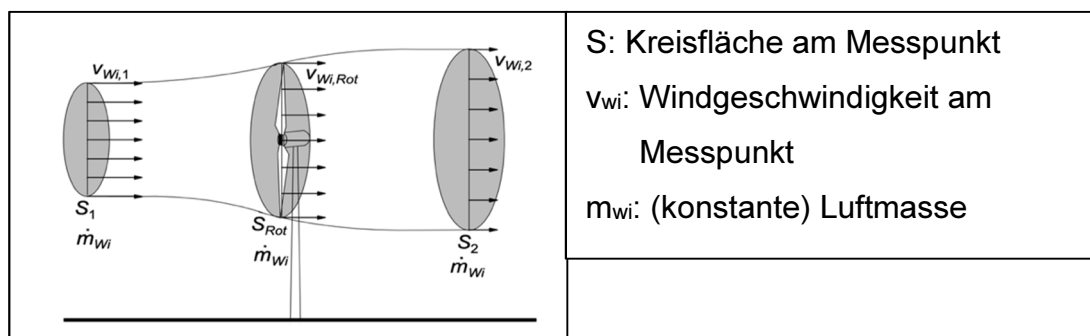
Regelung möglich. Die Veränderung des Winkels, mit dem der Wind auf den Rotorflügel trifft (Anströmwinkel), führt zu stärkeren oder schwächeren Auftriebskräften am Flügel (s. Tab. 1).⁶⁴

Tab. 1: Leistungsregulierung⁶⁵

Windgeschwindigkeit		Pitch-Winkel	Leistung
Schwacher Wind	< 2,5 m/s	90°	Keine Leistung (Fahnenstellung)
Normaler Wind	2,5 m/s – 12 m/s	0°	Optimaler Arbeitspunkt; noch kein Erreichen der Nennleistung ⁶⁶
Starkwind	12 m/s – 25 m/s	0° – 30°	Konstant bei der Nennleistung
Sturm	> 25°	90°	Fahnenstellung zur Vermeidung von Schäden

WKA nutzen die strömenden Luftmassen, um aus deren Bewegungsenergie elektrische Energie zu erhalten. Die den Windmassen entzogene Windleistung wird in eine Drehbewegung (mechanische Leistung) übersetzt, die anschließend an einer Welle als Moment an einen Generator übertragen werden kann (Umwandlung in elektrische Leistung). Moderne Vorrichtungen nutzen dafür Rotoren aus i.d.R. drei Rotorblättern.⁶⁷ Modellhaft ist eine solche Konvertierung in Abb. 2 illustriert:

Abb. 2: Idealtypische Windströmung durch eine WKA⁶⁸



Die gesamte Leistung des Windes hängt von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ab.⁶⁹ Durch diese Tatsache wird bereits die Bedeutung des individuellen WKA-Standorts deutlich. Den Teil der Energie, der durch das Windrad im Punkt S_{Rot} abgegriffen werden kann, hängt von der Windgeschwindigkeit vor

⁶⁴ Vgl. Kalkschmitt et al., 2020, S. 478 f.

⁶⁵ Vgl. BWE, 2023a, o.S.

⁶⁶ Die Nennleistung beschreibt die maximale Leistung einer WKA bei Nennwindgeschwindigkeit.

⁶⁷ Vgl. Kalkschmitt et al., 2020, S. 461 / Hau, 2014, S. 141.

⁶⁸ Vgl. Kalkschmitt et al., 2020, S. 462.

⁶⁹ Vgl. Kalmikov, 2023, S. 24 f.

(Kreisfläche S_1) und nach (Kreisfläche S_2) der Rotorebene (S_{Rot}), der Luftdichte und der Rotorkreisfläche selbst ab.⁷⁰ Die Umwandlung von Windleistung in elektrische Leistung führt im Ergebnis zu einem Abbremsen der Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor. Eine Verlangsamung auf null käme einer Maximierung der entzogenen Windenergie gleich. Dieser Zustand kann aus physikalischen Gründen nie erreicht werden.⁷¹ Der Leistungsbeiwert beschreibt das Verhältnis aus entziehbarer Windleistung zur theoretischen gesamten Windleistung; er ist bei $16/27$ maximal. Das bedeutet, dass die physikalische Grenze der Leistungsentnahme bei knapp 60 % liegt (Betz'scher Grenzwert).⁷² Heutige Anlagen schaffen einen Wirkungsgrad von bis zu 50 %.⁷³ Bezieht man zwangsläufige Energieverluste durch Drall- (Luftverwirbelungen), Tip-, und Profilverluste (Reibung) mit ein, erscheint die heutige Effizienz der WKA weitgehend ausgeschöpft.⁷⁴

Durch das logarithmische Grenzschichtprofil nach Prandtl kann die Windgeschwindigkeit in der Höhe berechnet werden.⁷⁵ Mit ausreichendem Abstand beeinflussen die Orographie oder große Hindernisse den Windfluss nicht mehr.⁷⁶ Die u.U. großflächigen Oberflächenbeschaffenheiten (Wald, Bebauung, etc.) und deren Auswirkungen auf den Luftstrom werden mit der Rauigkeitslänge erfasst. Sie richtet sich nach den Geländeklassen nach Davenport.⁷⁷ Sie ist eine Maßzahl in Metern und gibt an, in welcher Höhe der Windstrom durch den Untergrund vollständig abgebremst wird. Der Einfluss der Oberflächenbeschaffenheit nimmt grundsätzlich mit der Höhe ab; eine vollständige Unabhängigkeit wird aber erst in Höhen über 200 Meter erreicht (geostrophischer Wind).⁷⁸ So muss in Waldgebieten eine größere Turmhöhe gewählt werden, um Turbulenzen durch den rauen Untergrund auszuweichen.⁷⁹ Den anlagenindividuellen Standort innerhalb einer ausgewiesenen Fläche zu identifizieren, nennt sich Micrositing und dient der Maximierung des Windertrags durch zu Hilfenahme von Simulationssoftware.

⁷⁰ Vgl. Kalkschmitt et al., 2020, S. 465.

⁷¹ Vgl. Kalmikov, 2023, S. 25 f.

⁷² Vgl. Betz, 1920, zitiert nach: Hau, 2014, S. 81 ff.

⁷³ Vgl. Böttcher, 2019, S. 26 / BWE, 2023a, o.S.

⁷⁴ Vgl. Kalkschmitt et al., S. 468.

⁷⁵ Vgl. Prandtl, 1904, S. 484 ff.

⁷⁶ Vgl. Quaschnig, 2019, S. 297.

⁷⁷ Vgl. Davenport, 1961, S. 449 ff.

⁷⁸ Vgl. Quaschnig, 2019, S. 299.

⁷⁹ Vgl. Kalkschmitt et al., S. 523.

Insbesondere müssen hier Abschattungseffekte zwischen den Anlagen im Windpark Berücksichtigung finden und minimiert werden.⁸⁰

3 Wirtschaftlichkeitsanalyse eines Windkraftprojektes

3.1 Ausgewählte rechtliche Rahmenbedingungen

Der rechtliche Kontext, in dem sich ein Windenergievorhaben bewegt, ist vielfältiger Natur. Im Grunde ist man als Projektierer dazu gezwungen, sich mit verschiedensten juristischen Teilbereichen auseinander zu setzen – angefangen von naturschutz- und immissionsrechtlichen Fragestellungen über Gesellschafts- bis hin zu Vertrags- sowie Werkvertragsrecht. Im Rahmen dieser Bachelor-Thesis ist es daher gar nicht möglich, auf alle Aspekte im Detail einzugehen. Von besonderer Bedeutung für eine Bank sind Teilbereiche, die für die CF-Stabilität elementar sind. Da bereits von einem behördlich erlaubten Projekt ausgegangen wird, sind Rechtsfragen in Bezug auf die Genehmigung beantwortet und daraus resultierende Auswirkungen auf die Stromproduktion bekannt. Weiter kann daraus abgeleitet werden, dass gesellschaftsrechtliche Grundsatzentscheidungen abschließend getroffen worden sind.⁸¹ Für beide Aspekte wird vereinfachend davon ausgegangen, dass eine hohe Rechtssicherheit besteht und keine unerwarteten negativen Folgen aus diesen Projektentwicklungsschritten zu erwarten sind. In der Praxis müssen diese Faktoren vor der wirtschaftlichen Projektanalyse ausführlich geprüft werden. Mit Blick auf einen stabilen Erlösstrom soll das EEG als zentrales Förderinstrument für erneuerbar erzeugte Elektrizität und PPAs als privatwirtschaftliche Alternative betrachtet werden.

3.1.1 Einspeisevergütung durch das EEG

Das im Jahr 2000 eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stellt den zentralen Hebel der Deutschen Bundesregierung zum Ausbau regenerativer Energieerzeugung dar. In dieser Zeit wurden viele tiefgreifende Änderungen daran vorgenommen. Für Investoren – darunter auch Banken – sind jedoch stets

⁸⁰ Vgl. Kalkschmitt et al., S. 524.

⁸¹ Vgl. Böttcher, 2019, S. 362.

ähnliche Determinanten eines Subventionsprogramms entscheidungsrelevant. Dementsprechend finden sich diverse Untersuchungen, die nahelegen, nach welchen Prinzipien ein staatliches Fördersystem aufgebaut sein sollte, um privatwirtschaftliche Investitionen zu mobilisieren.

Am Ende müssen staatliche Interventionen dazu führen, das wahrgenommene Risikoniveau zu reduzieren und / oder die Renditeaussichten zu erhöhen. Häufige tatsächliche oder drohende legislative Änderungen sowie unklare politische Ziele laufen diesem Anspruch zuwider.⁸² Veränderungen in der Förderungslandschaft zeigen ihre Auswirkungen – positiver wie negativer Natur – mit einem Zeitverzug von zwei Jahren. EE-Projekte sind langfristig angelegt. Entsprechend dauert es, bis alle Vorhaben auf Basis des alten Subventionsregimes abgeschlossen sind und das neue Verfahren praxisrelevant ist.⁸³

Insbesondere das deutsche EEG legt den Fokus auf die Risikoreduktion für EE-Anlagen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken. Der zentrale Ansatz ist das Einspeisesystem: Es garantiert den Verkauf von Elektrizität zu einem festen Mindestpreis (anzulegender Wert im Rahmen der Ausschreibung). Dies verringert bzw. eliminiert die Auswirkungen von Preisvolatilitäten auf dem Absatzmarkt, was zu mehr Sicherheit in der CF-Prognose für EK- und FK-Geber führt. Eine solche Regelung ist besonders im liberalisierten Strommarkt wertvoll.⁸⁴ Darüber hinaus besteht gem. § 11 EEG die Pflicht für den Betreiber die gesamte Menge an Wind-Strom abzunehmen. Ein Mengenrisiko besteht demnach nicht, da keine Obergrenze für subventionierte regenerative Energie existiert.⁸⁵ Als Drittes eliminiert das deutsche EEG die Risiken aus dem Bilanzausgleich. Das bedeutet, dass der Strom unabhängig vom Lastenprofil (Über- oder Unterproduktion im jeweiligen Bilanzkreis) grundsätzlich zu vergüten ist.⁸⁶ Zwar besteht nach § 9 EEG das Eingriffsrecht des Netzbetreibers, die Energieproduktion bei zu hoher Auslastung zu drosseln, dennoch stehen dem Produzenten in diesem Fall Ausgleichszahlungen für die so genannte Ausfallarbeit zu (§ 13a EnWG).⁸⁷ Sowohl im Vergleich zu anderen europäischen Ländern als auch in der alltäglichen

⁸² Vgl. Wüstenhagen, Menichetti, 2012, S. 5.

⁸³ Vgl. Darmani, Niesten, Hekkert, 2016, S. 74.

⁸⁴ Vgl. Mitchell, Bauknecht, Connor, 2006, S. 301.

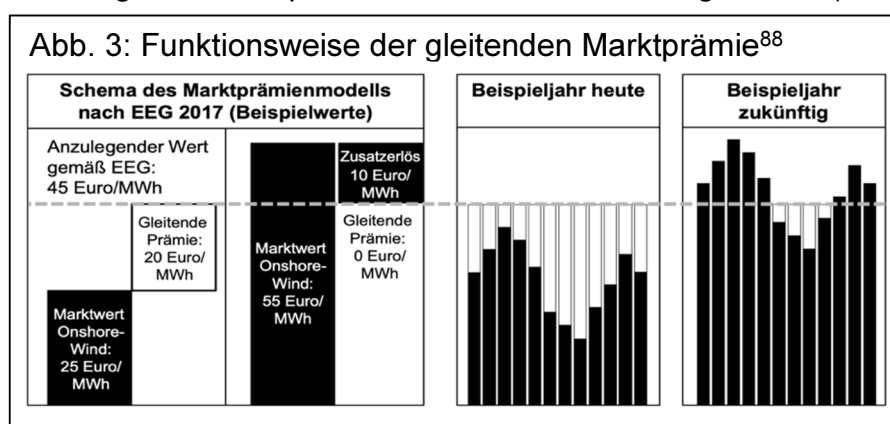
⁸⁵ Vgl. Mitchell, Bauknecht, Connor, 2006, S. 301.

⁸⁶ Vgl. Mitchell, Bauknecht, Connor, 2006, S. 301.

⁸⁷ Vgl. Bundesnetzagentur, 2018, S. 13 ff.

Anwendung erwies sich das EEG als funktionales Subventionsinstrument. Dies sieht auch der überwiegende Teil der befragten Experten so. Nichtsdestotrotz empfinden auch sie, dass sich die wahrgenommene Unsicherheit bei größeren gesetzgeberischen Änderungen erhöht. Rückgänge des Windausbaus sehen sie als Folge mehrfacher tiefgreifender Adaptionen des EEG.⁸⁸

Das Kreditinstitut muss sich ferner darüber bewusstwerden, wie die EEG-Förderung organisatorisch aufgebaut ist. Es handelt sich dabei um ein 2-Strommodell. Das heißt, die Betreiber schließen mit einem Direktvermarkter einen Stromabnahmevertrag über die Strombörse. Die daraus resultierenden Einnahmen bilden die erste Erlösquelle. Hinzu kommt eine gleitende Marktprämie als Differenz zwischen dem Marktpreis und der zugesagten EEG-Vergütung. Sie beträgt null, wenn der Börsenpreis dem anzulegenden Wert entspricht. Steigt er weiter an, kann das Unternehmen dies als Zusatzerlös für sich vereinnahmen; eine negative Marktprämie ist bisweilen nicht vorgesehen (s. Abb. 3).⁸⁹



Im Zuge der jüngsten Gesetzesnovelle wurde im § 88 f EEG eine Verordnungsermächtigung verankert, die die Einführung einer negativen Marktprämie vorsieht. In der Konsequenz würde dies bedeuten, dass Einnahmen, die über den anzulegenden Wert hinausgehen, abgeführt werden müssen (Differenzvertrag bzw. „Contracts-for-Difference“).⁹⁰ Wie sich eine solche Änderung auf das Investitionsaufkommen auswirkt, soll an dieser Stelle nicht weiter vertieft werden, da eine kurzfristige Einführung als unwahrscheinlich gilt. Der BWE wie auch der BEE lehnen eine Einführung nach aktuellem Stand ab.⁹¹

⁸⁸ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 11.

⁸⁹ Vgl. Herrmann, 2019, S. 331.

⁹⁰ Vgl. Deutscher Bundestag, 2022, S. 138.

⁹¹ Vgl. BEE, 2022, o.S.

Der organisatorische Rahmen zur Bestimmung des Vergütungssatzes ist nach derzeitigem Gesetzesstand eine Auktion in der Form eines Pay-as-bid-Verfahrens.⁹² Die dabei versteigerten Mengen, Termine und Höchstpreise regeln die §§ 28, 36b EEG. Durch die Androhung von Strafzahlungen nach § 55 EEG und das Stellen von Sicherheiten (§ 31 EEG) wird die Ernsthaftigkeit der Gebote und die zeitnahe und ordnungsgemäße Installation der versteigerten Kapazitäten sichergestellt.⁹³ Die in der Auktion bezuschlagte Menge von Windenergie bezieht sich sodann auf eine konkrete, bereits erteilte Genehmigung. Das heißt, ein Übertrag des Zuschlags auf ein anderes Projekt ist ausgeschlossen. Ebenso sind Abweichungen von der bezuschlagten Menge nur sehr eingeschränkt möglich. Eine nachträgliche Ausweitung der Leistung ist zwar umsetzbar, fällt jedoch aus der Subvention; eine Absenkung bis fünf Prozent ist ohne Pönale möglich.⁹⁴

Wie kommt nun aber der Zuschlag für eine EEG-Vergütung zu Stande? Der Betreiber fixiert zuerst die Menge, für die er die Förderung in Anspruch nehmen möchte. Bei Onshore-Windenergie kann jedoch der Zuschlagswert in der Ausschreibung nicht mit dem anzulegenden Wert für die Vergütung gleichgesetzt werden. Sein Preisgebot kalkuliert der Bieter zunächst auf Basis der gesetzlich vorgeschriebenen Referenzanlage. Sie ist in der Anlage 2 zum EEG definiert und entspricht einem 100 % Standort. Wie für eine Pay-as-bid-Auktion üblich werden die für den Versteigernden günstigsten – d.h. in diesem Fall niedrigsten – Gebote zuerst berücksichtigt. Erhält nun der Projektierer seinen Zuschlag auf Basis der Referenzanlage, wird der Zuschlagswert anschließend an den konkreten WKA-Standort angepasst. Dafür wird im ersten Schritt der Gütefaktor berechnet. Er ist das Verhältnis aus dem Referenzertrag der Referenzanlage nach Anl. 2 Nr. 2 und dem individuellen Standortertrag (Anl. 2 Nr. 7.1):

$$(I) \text{ Gütefaktor} = \text{Standortertrag} / \text{Referenzertrag} * 100 (\%)$$

Dem Netzbetreiber ist der Gütefaktor durch entsprechende Gutachten nachzuweisen. Als nächsten Schritt wird dem Gütefaktor ein Korrekturfaktor für den Zuschlagswert beigemessen. Hierfür sind dem § 36h EEG Stützwerte zu entnehmen, zwischen denen linear interpoliert wird, wobei die Gütefaktoren 60 % (bzw.

⁹² Vgl. Rabenschlag, Alers, 2019, S. 78.

⁹³ Vgl. Deutscher Bundestag, 2016, S. 205.

⁹⁴ Vgl. Rabenschlag, Alers, 2019, S. 79 / Frenz, 2023, S. 345.

50 % für die Südregion) und 150 % die Grenzen bilden.⁹⁵ Die EEG-Vergütung (anzulegender Wert) ist folglich das Produkt aus dem Zuschlagswert aus der Auktion und dem Korrekturfaktor:

(II) anzulegender Wert = individueller Zuschlagswert * Korrekturfaktor

Hintergrund für die Differenzierung nach der Standortgüte ist die Einsicht des Gesetzgebers, dass die Stromgestehungskosten in hohem Maß ortsabhängig sind. Die höheren Kosten bzw. die niedrigere Energieproduktion für Schwachwindstandorte werden somit durch angepasste Erlöse kompensiert.⁹⁶

Da sich der anfängliche Standortertrag einer Anlage ebenso auf Basis eines Gutachtens ermittelt, wie es in Abschnitt 3.2.1.1. ausgeführt wurde, ist der so ermittelte Wert mit den gleichen Prognoseunsicherheiten behaftet. Der Gesetzgeber hat diese Tatsache erkannt. Gem. § 36h EEG ist die Standortgüte daher in Abständen von fünf Jahren mit den tatsächlich erzielten Ertragswerten zu validieren. Ergibt sich dabei ein Unterschied zwischen ex-ante Prognose und ex-post Feststellung von mehr als 2 % sind wechselseitige Ausgleichszahlungen zu leisten. Wie diese zu ermitteln sind, regelt ebenso § 36h EEG. Ansprüche des Netzbetreibers sind vom Windparkbetreiber verzinst zu erstatten, umgekehrt bleiben Ansprüche des Energieerzeugers unverzinst. Durch diese Regelung sollen dem Betreiber keine wirtschaftlichen Vorteile aus einem falschen Ertragsgutachten entstehen.⁹⁷

Vergibt eine Bank eine Projektfinanzierung an einen Windpark, muss sie sich am Ende nicht mit den einzelnen kleinteiligen Anforderungen des EEG auseinandersetzen. Für sie ist entscheidend, dass der Kreditnehmer letztlich in den Genuss der Förderung kommt. Dadurch wird, wie anfangs geschildert, das Projektrisiko insofern gemildert, als dass sich die Planungssicherheit erhöht. Es steht ihr nicht entgegen, die Einhaltung der umfassenden Auflagen (z.B. Datenübermittlung, Fristeneinhaltung § 36 EEG, etc.) des Betreibers durch die Inanspruchnahme der EEG-Subvention akribisch zu kontrollieren. Es empfiehlt sich jedoch ersatzweise, die Abgabe einer Garantie von der Betreibergesellschaft einzufordern. Es ist denkbar, eine solche Zusage als nicht-finanzielles Covenant in den

⁹⁵ Vgl. Greb, Boewe, Sieberg, 2023, § 36h EEG, Rn. 5 – 9 / Frenz, 2023, S. 350 f. / Leutritz, Herms, Richter, 2018, S. 382 f.

⁹⁶ Vgl. Bundesrat, 2022, S. 24f.

⁹⁷ Vgl. Frenz, 2023, S. 352 / Leutritz, Herms, Richter, 2018, S. 384.

Kreditvertrag einzubauen.⁹⁸ Banken stützen sich in ihrer Wirtschaftlichkeitsberechnung maßgeblich auf die EEG-Einspeisevergütungen. Sie sind nur teilweise bereit, Marktpreisrisiken für Strom im Rahmen der Windkraft-Projektfinanzierung auf sich zu nehmen und sehen den Zuschlag im Auktionsverfahren in vielen Fällen als obligatorisch für eine Kreditvergabe an.⁹⁹

3.1.2 Power Purchase Agreements

PPAs stellen eine Alternative zur gesetzlich festgelegten, langfristigen Vergütung dar. Es handelt sich dabei um privatwirtschaftliche Verträge ohne standardisierte Form. Die multiple Vertragsgestaltung ist gleichzeitig ein Vorteil von PPAs im Vergleich zur EEG-Vergütung. Sie lassen sich dennoch hinsichtlich verschiedener Parameter systematisieren. Gängig ist hierbei die Unterscheidung nach PPA-Nehmern¹⁰⁰:

- (i) **Corporate PPA:** Stromlieferung an ein Unternehmen
- (ii) **Merchant PPA:** Stromlieferung an einen Intermediär (z.B. Strombörse)
- (iii) **Utility PPA:** Stromlieferung an ein Versorgungsunternehmen

Ferner kann noch eine Unterscheidung hinsichtlich der Stromlieferung erfolgen. Erfolgt die tatsächliche physische Übertragung des Stromes, spricht man von einem physical PPA. Werden die Zahlungsströme jedoch von der physischen Einspeisung der Elektrizität entkoppelt, handelt es sich um einen financial oder synthetischen PPA. Dabei werden Preisunterschiede zwischen dem Spot-Markt und dem vereinbarten Bezugspreis über einen Contract for Difference ausgeglichen, sodass eine Festpreisvereinbarung resultiert.¹⁰¹ Die im PPA zu regelnden Grundsatzzfragen sind jedoch identisch¹⁰²:

- (i) **Strommenge:** Feste Menge unabhängig von der tatsächlichen Produktion oder mit dem Windertrag schwankende Abnahme?

⁹⁸ Vgl. Rabenschlag, Alers, 2019, S. 80.

⁹⁹ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 11, Tab. 12.

¹⁰⁰ Vgl. Schnorr, 2022, S. 2 / Herrmann, 2019, S. 345.

¹⁰¹ Vgl. Schnorr, 2022, S. 3 f.

¹⁰² Vgl. Herrmann, 2019, S. 346 / Urbanke, 2019, S. 352 f. / Schnorr, 2022, S. 5 ff.

- (ii) **Laufzeit:** Bei Neubauprojekten sind maximal 10 Jahre üblich. Für Anlagen, die aus der EEG-Förderung gefallen sind, sind kürzere Laufzeiten Konsens (Verschleißrisiko der WKA).
- (iii) **Stromqualität:** „Grünstrom“ aus Wind, Sonne, Biogas usw.?
- (iv) **Anlagenstandort:** Lieferung über das öffentliche Netz oder direkte Anbindung?

Eine besondere Bedeutung für Banken hat die Bepreisung des PPA. Besonders langlaufende Verträge sehen nach einigen Jahren vor, von einem Festpreis in eine variable Preisgestaltung zu wechseln. Dabei werden über Floors und Caps jeweils Grenzen definiert, die das Preisänderungsrisiko für den Stromabnehmer und -lieferanten limitieren.¹⁰³ Ebenso ist es üblich, eine Preisdifferenzierung nach der Menge vorzunehmen. Für eine erwartbare Grundlast – also eine Energiemenge, die mit überwiegender Wahrscheinlichkeit stets geliefert werden kann – kann eine fixe Vergütung angesetzt werden. Hierfür eignet sich die P-90 Übertrittswahrscheinlichkeit. Darüberhinausgehende Strommengen werden anschließend anhand des Börsenstrompreises abgerechnet.¹⁰⁴ Werden PPAs als Bestandteil eines WKA-Projektes vereinbart, stellen sich Banken die Frage nach der CF-Stabilität am Ende der Festpreisvereinbarung. Grundsätzlich ist es möglich, über Erlösgutachten langfristige Prognosen über erwartbare Strompreise anzufertigen. Natürlich stellt sich hierbei stets die Frage nach der Stichhaltigkeit.¹⁰⁵ Drei Experten aus dem Bankenkreis verweisen explizit auf solche Marktpreisschätzungen als Basis für die CF-Modellierung nach Ablauf der PPAs, wovon nur einer schilderte, dass ein solches Vorgehen häufiger in der Praxis auftaucht. Die restlichen Befragten scheuen die Einbindung von Direktabnahmeverträgen mit einer kürzeren Preisbindung als die Darlehenslaufzeit.¹⁰⁶ Erschwerend kommt für die Kreditinstitute hinzu, dass PPAs immer auch ein inhärentes Vertragsrisiko – konkret Kontrahentenrisiko – beinhalten. Tritt ein staatliches oder zumindest staatsnahes Unternehmen (z.B. Deutsche Bahn, kommunale E-Werke) als Vertragsnehmer auf, ist das Ausfallrisiko noch überschaubar. Sollte es sich jedoch um reine privatwirtschaftliche Firmen handeln, ist ein entsprechendes Rating im

¹⁰³ Vgl. Urbanke, 2019, S. 354 / Schnorr, 2022, S. 5 f.

¹⁰⁴ Vgl. Urbanke, 2019, S. 353.

¹⁰⁵ Vgl. Herrmann, 2019, S. 348.

¹⁰⁶ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 12.

Investment-Grade-Bereich verpflichtend. Gleichzeitig muss sich der Kontrahent bereiterklären, bei einem Downgrade entsprechende Patronatserklärungen einer übergeordneten Muttergesellschaft oder eine Bankbürgschaft vorzulegen. Ein solcher Schritt würde den non-recourse-Charakter der Finanzierung einschränken.¹⁰⁷ In Anbetracht der großen Vertragsvolumina sind im Sektor der privaten Unternehmen nur große Gesellschaften in der Lage, eine für Banken ausreichende Finanzkraft einzubringen.¹⁰⁸ Ebendiese Einschränkungen und Risikoaspekte verteuern Strom aus PPAs, wodurch sie unattraktiver werden. Zum einen verlangen die EK- und FK-Geber eine Prämie für das zusätzliche Risiko. Das Energieunternehmen Enertrag beziffert den Aufschlag durch Einbindung von PPA-Kontrakten auf 50 Basispunkte für vorrangiges und 200 Basispunkte für nachrangiges Kapital.¹⁰⁹ Zum anderen bilanzieren Stromabnehmer die Verpflichtungen aus dem PPA als Verbindlichkeit, wodurch ihnen höhere Refinanzierungskosten entstehen.¹¹⁰ Das führt dazu, dass Banken vor höheren FK-Quoten zurückschrecken und auch höhere Ansprüche an die Kapitaldienstfähigkeit stellen.¹¹¹ Dieses Bild deckt sich mit den Aussagen aus den Experteninterviews. PPAs sind demnach im Bereich Windenergie im Gegensatz zum Photovoltaik-Segment noch nicht breitflächig etabliert. Eine Finanzierung von WKA ausschließlich auf Basis von Direktabnahmeverträgen wird überwiegend als nicht umsetzbar skizziert; zur Begründung wird auf das inhärente Kontrahentenrisiko und das Preisrisiko im Anschluss an das PPA verwiesen. Einzig zwei Bankvertreter sehen dies anders und verwenden auch langfristige Strompreisprognosen für die CF-Modellierung nach der abgelaufenen Preisbindung. Beide relativieren ihre Aussagen mit der Schilderung, dass es sich beim Rückgriff auf diese Methode jeweils um Einzelfälle gehandelt habe. Dennoch wird dieses Vorgehen von ihren übrigen Kollegen und den Projektierern abgelehnt. Für die Mehrzahl ist die staatliche EEG-Vergütung entscheidend und die Wirtschaftlichkeitsermittlung findet auf deren Basis statt. Nichtsdestotrotz werden kombinierte Modelle akzeptiert. Konkret wird honoriert, wenn ein Zuschlag nach EEG erteilt und für eine gewisse Zeit ein PPA mit höherer Vergütung abgeschlossen wurde. So kann im Anschluss

¹⁰⁷ Vgl. Urbanke, 2019, S. 357 / Enertrag, 2019, S. 5.

¹⁰⁸ Vgl. May, Neuhoff, 2019, S. 1 f. / Urbanke, 2019, S. 357.

¹⁰⁹ Vgl. Enertrag, 2019, S. 5.

¹¹⁰ Vgl. May, Neuhoff, 2019, S. 4. / May, Jürgens, Neuhoff, 2017, S. 802.

¹¹¹ Vgl. Enertrag, 2019, S. 5.

an den Direktabnahmevertrag wieder in das staatliche Festpreissystem gewechselt werden – je nachdem welche Absatzmöglichkeit opportun erscheint.¹¹² Ein solcher Wechsel gestattet § 21b EEG. Grundsätzlich kann von diesem Recht zum Ende eines Monats Gebrauch gemacht werden.¹¹³

Aufgrund der (noch) geringen praktischen Bedeutung von PPAs in der Finanzierung von WKA wird dieses Instrumentarium an dieser Stelle nicht weiter behandelt.

3.2 Projektrisiken und Risikominderungstechniken

3.2.1 Technische Risiken

3.2.1.1 Energieertrag

Im Kern geht es für eine Regionalbank mit beschränkten Ressourcen darum, die Plausibilität Wind- bzw. Ertragsgutachten zu verifizieren.¹¹⁴ Vergleichbar mit Immobiliengutachten im Rahmen von heutigen Bauträgerfinanzierungen verlassen sich die Kreditentscheider auf die gelieferte Expertenmeinung.¹¹⁵ Fachlich einwandfreie Gutachten können im Nachgang dennoch aufgrund einer immanenten Standardabweichung der ausgewiesenen Ergebnisse zu deutlichen Fehleinschätzungen im Ertrag führen. Im Falle von Windgutachten ist die Situation nicht anders. Der Kreditgeber ist aber dazu angehalten, die Grundeigenschaften solcher Studien zu kennen und einordnen zu können. Dafür muss man sich zunächst bewusst machen, welche Schwankungen in der Luftströmung für einen Anlagenbetreiber und dessen Bankpartner überhaupt relevant sind. In erster Linie sind das die Veränderungen der mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten. Zu deren Messung werden die Mittelwerte von zehnminütigen Zeitintervallen in der gewünschten Höhe über ein Jahr erfasst. Sie werden in einer Weibull- bzw. Rayleigh-Häufigkeitsverteilung dargestellt. Eine genaue Vorgehensweise findet sich in der DIN 61400-12. Anhand der Summenhäufigkeit ist die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit exakt bestimmbar.¹¹⁶

¹¹² Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 12.

¹¹³ Vgl. Theobald, Kühling, 2023, § 21b EEG, Rn. 1 – 5.

¹¹⁴ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 13.

¹¹⁵ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 44.

¹¹⁶ Vgl. Hau, 2014, S. 553.

Schwankungen während des Jahres oder gar im Tagesverlauf – beispielsweise durch thermische Effekte – sind weniger für Anlagenbetreiber relevant als vielmehr für Netzbetreiber und deren Verbrauchsprofil für Strom.¹¹⁷ Als weitere Differenzierung ist die Unterscheidung zwischen Ressourcen- und Gutachtenrisiko vorzunehmen. Ersteres beschreibt die Unsicherheit im Energieertrag einer WKA bei korrekt erstellten Gutachten, zweiteres umschreibt das Risiko einer unzureichenden fachlichen Einschätzung mit einer entsprechend falschen Darstellung der Windverhältnisse.¹¹⁸

3.2.1.1.1 Gutachtenrisiko

Die Aussagen der befragten Experten legen fast einhellig nahe, welche formalen Anforderungen an ein Ertragsgutachten zu stellen sind¹¹⁹:

- Akkreditierung des Gutachters gem. der Norm DIN EN ISO IEC 17025
- Anfertigung im Einklang mit weiteren einschlägigen Normen
- mind. 2 Bewertungen von unabhängigen Anbietern
- Bei Abweichungen ab 5 % ist ein drittes Gutachten zu erstellen oder das konservativste zu verwenden.¹²⁰

Diese wurden in der vorliegenden Analyse weiter untersucht und durch die einschlägige Literatur vertieft betrachtet. Die DIN 17025 wurde 2018 verabschiedet und dient auch auf internationaler Ebene als ISO-Norm der Sicherstellung eines Qualitätsstandards für ausgewiesene Windgutachter. Sie konkretisiert dabei beispielsweise Ansprüche an die Unabhängigkeit, die Qualifikation und die Normierung von Ergebnissen.¹²¹ Diese Form der Akkreditierung wird von den Banken als auch von den Projektierern als obligatorisch angesehen, zumal dies ohnehin durch den § 36h Abs. 4 S. 1 EEG vorgeschrieben ist. Selbige Rechtsvorschrift verweist auch zur Qualitätssicherung auf die Richtlinien der Interessengemeinschaft „FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere

¹¹⁷ Vgl. Hau, 2014, S. 560.

¹¹⁸ Vgl. Böttcher, 2019, S. 20.

¹¹⁹ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 13.

¹²⁰ Dieser Punkt ist zwiespältig. Ein zu erstellendes Metagutachten reduziert einerseits das Risiko, auf eine fehlerhafte Ertragseinschätzung zu vertrauen und andererseits steigert es die Projektkosten signifikant.

¹²¹ DIN e.V., 2018, S. 4 ff.

Dezentrale Energie“. Insbesondere deren Technische Richtlinie 6 für Windertragsgutachten hat in der jüngsten Vergangenheit an Bedeutung gewonnen. Diese wie auch die anderen Vorgaben werden in Zusammenarbeit mit dem Windgutachterbeirat des BWE e.V. erarbeitet.¹²² Als entscheidend für die Aussagekraft eines Ertragsgutachtens ist ferner deren strenge Beachtung der DIN EN 61400-12. Sie umfasst Definitionen für viele entscheidende Parameter zur Messung des Leistungsverhaltens von WKA inklusive der Windmessung (z.B. Ermittlung der Windhäufigkeitenverteilung, Leistungskennlinie, Bestimmung der Geländekomplexität, etc.).¹²³ Die Anforderung der Banken, dass bei Abweichungen von 5 % im Ertrag ein drittes Gutachten anzufertigen sei, scheint in der Literatur anerkannt zu sein, wohingegen Quellen mit einem technischen Hintergrund diese Vorgabe als zu konservativ ansehen.¹²⁴ Das vorsichtige Vorgehen der Kreditinstitute erscheint in Anbetracht der Relevanz von Ertragsgutachten jedoch angebracht. Werden aber entscheidende Qualitätskriterien bezüglich des Gutachters und seiner Methodik beachtet, erscheint das Risiko vertretbar.¹²⁵

3.2.1.1.2 Ressourcenrisiko

Es ist selbstredend, dass Gutachten- und Ressourcenrisiko eng miteinander zusammenhängen und sich thematisch nicht sauber trennen lassen. Wird ein Gutachten von einer Bank als methodisch korrekt und damit als glaubwürdig eingestuft, kann sie sich mit dem Inhalt also dem Ressourcenrisiko kritisch auseinandersetzen.

Es existieren zahlreiche Studien, die sich mit der Validität von Windmessungen beschäftigen. In der Windenergiebranche haben sich bis heute drei Methoden weitestgehend durchgesetzt: Messung mit Hilfe von ...

- (i) regionalen Vergleichsanlagen
- (ii) Windmasten
- (iii) LIDAR- und SODAR-Geräten.

¹²² BWE, 2023a, o.S. / Schwartz, 2019, S. 228.

¹²³ DIN e.V., 2017, S. 2 ff.

¹²⁴ Schwartz, 2019, S. 258 / Böttcher, 2019, S. 382 / BWE, 2013, S. 95 f / Portela, Reineke, 2018, S. 479.

¹²⁵ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 13.

(i) Eine Messung mit regionalen Vergleichsanlagen hat den Vorteil, dass eine Umrechnung des Windpotenzials in Energie entfällt. Oftmals sind diese Windräder schon viele Jahre an einem Standort, wodurch die Extrapolation auf langfristige Zeitreihen vereinfacht wird. Unklar bleibt, ob die festgestellten Daten auch auf den neuen Standort übertragbar sind. Mit steigendem Abstand nimmt diese Unsicherheit zu, da sich Faktoren wie Orografie, Luftdichte, Turbulenzen, etc. stark auf die individuelle Leistungskennlinie der WKA auswirken.¹²⁶ Insbesondere in komplexem Gelände¹²⁷ scheint eine Übertragung auf einen anderen Standort anspruchsvoll. Je rauer das Gelände, desto mehr Aufwand sollte in die Erstellung des Ertragsgutachtens fließen. Diese Einschätzung festigt sich, wenn die Nabenhöhen der Anlagen nicht übereinstimmen und eine zusätzliche Modellierung der Windverhältnisse in die Höhe vorgenommen werden muss.¹²⁸ Am Ende bleibt diese Messmethode eine kosteneffiziente und funktionale Variante v.a. in einem bekannten und einfachen Gebiet.

(ii) Ist die Erfassung von Windverhältnissen an einem Ort über Vergleichsanlagen nicht möglich oder nicht ausreichend, ist das Erheben von empirischen Winddaten unerlässlich. Eine Durchführung mittels Anemometer an einem Mast ist hierfür der historisch gewachsene Standard. Diese gut erprobte Methode kommt in der letzten Zeit durch das Wachstum der Nabenhöhe auf über 200 m verstärkt an ihre Grenze. Messmasten werden i.d.R. bis zu einer Höhe von 80 m bis 100 m errichtet.¹²⁹ Neben der Tatsache, dass für eine solche Errichtung eine Baugenehmigung erforderlich ist, erfordert es anschließend eine statistische Hochrechnung der Windverhältnisse in der Höhe des Rotors. Dementsprechend braucht es Vertrauen in die Richtigkeit der dafür gewählten Determinanten (z.B. Windgradienten).¹³⁰

(iii) Die modernste Windmessung findet mithilfe von SODAR- oder LIDAR-Geräten statt. Insbesondere letztere haben sich v.a. in jüngster Vergangenheit positiv entwickelt.¹³¹ Während SODAR-Anlagen mit Schallreflektion arbeiten,

¹²⁶ Vgl. Schwartz, 2019, S. 230.

¹²⁷ Eine exakte Definition, was ein komplexes Gelände ist, ist nicht vorhanden. Die DIN 61400-12 sowie das Paper von Barber (2022) versuchen den Begriff näher zu bestimmen. Am anschaulichsten scheint aber die Umschreibung von Hau (2014) wonach es sich um komplexes Gelände handele, je mehr es vom Ideal des flachen Landes abweiche.

¹²⁸ Vgl. Barber et al., 2022, 16 f.

¹²⁹ Vgl. BWE, 2013, S. 59 f. / Schwartz, 2019, S. 232 / Hornig et al., 2022, S. 15.

¹³⁰ Vgl. Hau, 2014, S. 572.

¹³¹ Vgl. BWE, 2013, S. 73 f. / Schwartz, 2019, S. 232.

macht sich die LIDAR-Technik die optische Doppler-Verschiebung zunutze. Ohne im Vergleich zu Messmasten invasiv in den Luftstrom einzugreifen, messen sie in Höhen zwischen 40 m bis 200 m. Die frühen monostatischen Wind-LIDAR-Systeme führen mit zunehmender Höhe und verstärkten Turbulenzen zu signifikanten und nicht akzeptablen Messunsicherheiten.¹³² Daher findet die Weiterentwicklung zu einem bistatischen Wind-LIDAR-System statt. Für die technischen Hintergründe wird an dieser Stelle auf die zitierten Studien verwiesen. Deren Schlussfolgerung ist, dass die neue Generation mindestens so aussagekräftige Ergebnisse zu den Windverhältnissen liefert wie Messmasten. Die Abweichungen liegen im Bereich der normalen Messunsicherheit.¹³³ Ebenso konnte bewiesen werden, dass ein bistatisches LIDAR-System Resultate erbringen kann, die in den Bereich der Messgenauigkeit eines Doppler-LIDAR fallen, der aktuell genauesten Technik für meteorologische Windmessungen. Dadurch konnte die Rückführung der Strömungsdaten auf die SI-Einheiten gelingen.¹³⁴ Für Banken bedeutet dies, dass Windgutachten in Zukunft verstärkt durch LIDAR-Systeme gestützt werden und sich die Genauigkeit der Ertragsprognosen perspektivisch erhöhen dürfte.¹³⁵

Die vorgenannten Windmessungen finden i.d.R. über ein Jahr statt. Diesen Zeitraum nennt nicht nur eine Reihe der befragten Experten, sondern auch in der Literatur wird diese Zeitspanne als Standard akzeptiert. Eine breit angelegte Studie des Branchenverbands BWE konstatiert, dass bei kürzeren Messungen die Unsicherheit um den Faktor drei steigt, während bei längeren Messungen die Sicherheit nicht lohnend zunimmt.¹³⁶ Für eine aussagekräftige Ertragseinschätzung eines Windkraftstandortes braucht es jedoch Daten für teils mehrere Jahrzehnte. Da es unrealistisch ist, an einem geplanten WKA-Standort mehrjährige Windmessungen vorzunehmen, werden Daten, die über ein Jahr erhoben wurden, auf den langen Betriebszeitraum der WKA extrapoliert.¹³⁷ Ein unabhängiger Standard für eine solche Extrapolation liefert die Institution Measnet auf europäischer Ebene. Sie nennt im Kern zwei statistische Verfahren: Measure-Correlate-

¹³² Vgl. Hornig et al., 2022, S. 16

¹³³ Vgl. Oertel et al., 2019, S. 17f. / Wilhelm et al., 2021, S. 14 f.

¹³⁴ Vgl. Eggert et al., 2017, S. 1, 4 – 7.

¹³⁵ Vgl. Hornig et al., 2022, S. 22 / BWE, 2013, S. 73 f. / Schwartz, 2019, S. 238.

¹³⁶ Vgl. BWE, 2019, S. 23.

¹³⁷ Vgl. Lira et al., o. J., S. 5 / Schwartz, 2019, S. 228 / Hau, 2014, S. 562.

Predict setzt – wie der Name schon andeutet – in erster Linie auf Korrelationsanalysen zwischen (kurzfristigen) Messdaten und vorhandenen Langfristdaten. Alternativ kommen Langzeitskalierungsmethoden mit weniger detaillierten empirischen Daten aus und setzen die Langzeit-Winddaten schlicht in Beziehung zu den standortspezifischen Verhältnissen.¹³⁸ In der praktischen Umsetzung sind diese Verfahren stark Software gestützt. Dominierend sind hier die Modelle WAsP für einfaches und CFD für komplexes Gelände. Als langfristige Referenzdaten werden oftmals Wetterdaten von meteorologischen Diensten oder anderen Datenquellen wie der Windindex der Betreiber-Datenbasis genutzt.¹³⁹ Die bereits zitierte Studie des BWE hat auch die Qualität der Wind-Hochrechnung über die Höhe und Zeit untersucht. Dafür wurden den Gutachtern in einer ersten Phase Wind-Daten für einen Zeitraum von sechs Monaten zur Verfügung gestellt. Diese sollten sie auf die Dauer von zwei Jahren projizieren, da dem BWE die exakten Messdaten für diese 24-monatige Zeitspanne zur Verfügung standen. Die Ergebnisse für die Näherung an die mittlere Windgeschwindigkeit in dem 24-monatigen Abschnitt liegen im Bereich der Musterlösung.¹⁴⁰ Die dazugehörigen Energieerträge weisen eine stärkere Streuung auf. Sie erreichen – unabhängig von der Verwendung der Standard- oder der gemessenen Luftdichte – eine Standardabweichung von knapp unter 4 %.¹⁴¹ In der Phase zwei der Studie wurden den Teilnehmern die Messdaten für 24 Monate ausgehändigt, auf deren Basis nun eine Langzeitextrapolation erstellt werden sollte. Die berechneten mittleren Energieerträge einer Anlage pro Jahr lagen während beider Phasen (Hochrechnung von ½ Jahren auf 2 Jahre und 2 Jahre auf den Langzeitwert) im selben Bereich. Die Autoren der Studie konstatieren daher, dass auch die Ergebnisse der Langzeitextrapolation genauso valide sind wie die überprüfbaren Hochrechnungen der halbjährigen Messdaten auf den 24-monatigen Zeitraum.¹⁴² Für Banken zeigt dies, dass den anerkannten statistischen Verfahren zur Ermittlung der langjährigen mittleren Windgeschwindigkeiten durchaus vertraut werden kann.

Wie bereits erwähnt müssen aus begutachteten Windgeschwindigkeitsmessungen Schlussfolgerungen zur elektrischen Leistung gezogen werden. Hierfür

¹³⁸ Vgl. Measnet, 2016, S. 19 f.

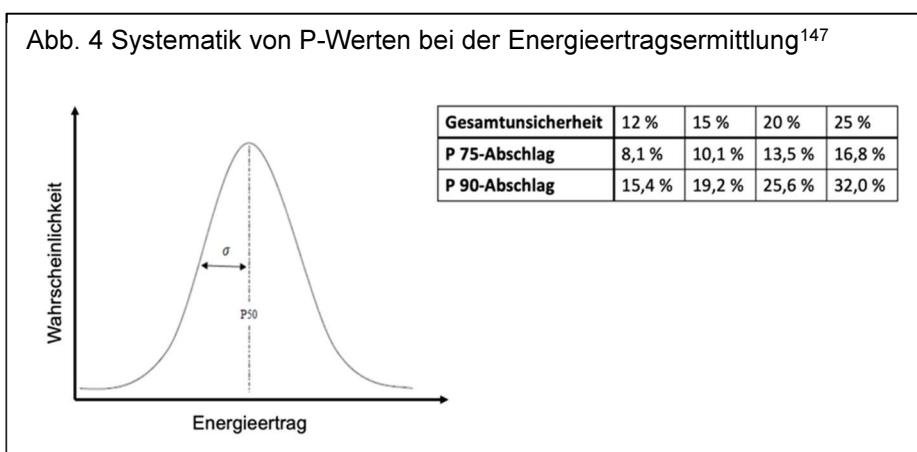
¹³⁹ Vgl. BWE, 2013, S. 89 f.

¹⁴⁰ Vgl. BWE, 2019, S. 14.

¹⁴¹ Vgl. BWE, 2019, S. 15.

¹⁴² Vgl. BWE, 2019, S. 24.

wird die Leistungskennlinie der jeweiligen WKA herangezogen. Mit ihr lässt sich die Netto-Stromproduktion unter Abzug aller anfallenden Leistungsverluste im Energieumwandlungsprozess berechnen. Anlagenhersteller geben diese Eigenschaft in den Produktbeschreibungen serienmäßig an. Die Veröffentlichungen können als reliabel eingeschätzt werden.¹⁴³ Die DIN 61400-12 beschreibt einheitlich die Anforderungen an eine solche Ermittlung.¹⁴⁴ Da die ortsabhängigen Windverhältnisse maßgeblichen Einfluss auf die Stromproduktion haben, wird von den Unternehmen zunächst eine Kennlinie unter den Bedingungen der Normatmosphäre errechnet. Sie bestimmt sich nach der ISO-Norm 2533:1975-05.¹⁴⁵ Damit der Hersteller für eine standortspezifische Leistungskennlinie garantieren kann, muss man sich auf die ortsspezifischen Determinanten einigen. Auch dabei orientiert man sich an den zitierten Normen.¹⁴⁶ Hält das Windrad diese nicht ein, können Konventionalstrafen die Folge sein.¹⁴⁷ Ist nun der Energieertrag einer WKA auf wissenschaftlicher Basis prognostiziert, werden diesem Ergebnis unterschiedliche Eintrittswahrscheinlichkeiten beigemessen. Man spricht in diesem Zusammenhang von Überschreitungswahrscheinlichkeiten (P-Werten). Diese Angaben fassen alle Einzelunsicherheiten durch Anwendung stochastischer Methoden (z.B. Gauß'sche Normalverteilung) zu einem kumulierten Wert zusammen.¹⁴⁸ Dem Windgutachten ist folglich zu entnehmen, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein bestimmter Strom-Output einer WKA überschritten wird. Der P-50-Wert entspräche in der Gauß-Verteilung dem Erwartungswert. Mit steigendem P-



¹⁴³ Vgl. Schwartz, 2019, S. 250 / Hau, 2014, S. 601 – 603.

¹⁴⁴ Vgl. DIN e.V., 2017, Kap. 7.1.

¹⁴⁵ Vgl. DIN e.V., 1979.

¹⁴⁶ Vgl. Lira et al., o.J., S. 6.

¹⁴⁷ Vgl. Hau, 2014, S. 603.

¹⁴⁸ Vgl. Lira et al., o.J., S. 7 / BWE, 2013, S. 93.

Wert steigt der vorzunehmende Sicherheitsabschlag respektive fällt der anzusetzende Energieertrag (s. Abb. 5).¹⁴⁹

Aus den Experteninterviews geht hervor, dass sich die meisten Bankvertreter für ihren Banking-Case an dem P-75-Wert orientieren. Bei einer schwächeren Verhandlungsposition des Betreibers kann in die Wirtschaftlichkeitsermittlung der Finanzierer auch eine höhere Übertrittswahrscheinlichkeit und damit ein höherer Sicherheitsabschlag einfließen.¹⁵⁰

Abschließend kann konstatiert werden, dass auf der Szenario-basierten Einschätzung des Ressourcen- und Gutachtenrisikos aus Sicht der Kapitalgeber ein Schwerpunkt liegen sollte. Grundsätzlich gilt – wie für alle Arten von Projektfinanzierungen –, dass die Machbarkeitsstudien mit steigendem Kreditengagement umso gründlicher und umfangreicher ausfallen sollten.¹⁵¹

3.2.1.1.3 Effizienzverluste bis zum Netzverknüpfungspunkt

Die von der WKA produzierte elektrische Leistung wird über einen Netzverknüpfungspunkt in das örtliche Netz eingespeist. Auf Basis des § 8 EEG sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, EE-Kraftwerke prioritär zu behandeln. Die dafür anfallenden Kosten sind jedoch vom Betreiber zu tragen (§ 16 EEG). In diesem Paragraphen ist auch geregelt, dass die Einspeisung am nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt zu erfolgen hat. Als „kürzeste“ Entfernung definiert der Bundesgerichtshof (BGH) unter Beachtung aller Faktoren die in Hinblick auf die Herstellung des Anschlusses und der Durchführung der Stromeinspeisung kosteneffizienteste Stelle.¹⁵² Dies hat praktische Gründe. Es entstehen Effizienzverluste durch den Leitungstransport in Abhängigkeit von der Länge. Am Einspeisepunkt selbst entstehen weitere Energieeinbußen durch Umspannwerke bzw. die Transformation der elektrischen Spannung auf das Niveau des Mittel- oder Hochspannungsnetzes, in das – je nach Gesamtleistung des Windparks – eingespeist werden muss.¹⁵³ Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass zusätzliche

¹⁴⁹ Vgl. Lira et al., o.J., S. 8 / eigene Darstellung in Anlehnung an BWE, 2013, S. 93.

¹⁵⁰ Vgl. Experteninterview, Anhang 1, Tab. 10.

¹⁵¹ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 13.

¹⁵² Vgl. BGH, 2012, VIII ZR 362/11, Abs. 7.

¹⁵³ Vgl. Quaschnig, 2019, S. 347 / Rabenschlag, Alers, 2019, S. 77 / Valov, 2022, S. 415.

Stromtransportverluste und andere Kosten verursacht durch einen Netzanschlusspunkt, der nicht der zitierten BGH-Definition entspricht, schadenersatzfähige Kosten darstellen. Diese Tatsache wurde bereits 2003 vom BGH festgestellt und in späteren Urteilen bestätigt.¹⁵⁴

Der Gesetzgeber trägt der Tatsache von Leitungs- und Transformatorverlust Rechnung, indem nach § 11 EEG für diese Einbußen ein Anspruch auf EEG-Vergütung besteht. Dabei kann der Verlust zwischen dem Zähler an der WKA und der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung genau evaluiert und – im Falle einer kaufmännisch-bilanziellen Weiterleitung des Stroms – als Ersatzstrom abgerechnet werden.¹⁵⁵ Auch wenn derartige Leistungsverluste einen Anspruch auf die EEG-Vergütung haben, stellen sie gleichzeitig netzentgeltliche Entnahmen dar.¹⁵⁶ Sie müssen dementsprechend im Rahmen der Betriebsführung berücksichtigt werden.

In der Fachliteratur scheint es keine Klarheit darüber zu geben, wie genau Kosten durch die Stromeinspeisung zu berücksichtigen sind. Die Erkenntnisse aus den Experteninterviews legen einhellig nahe, dass sie mit einem Abschlag von 2 % des Energieertrags anzusetzen sind. Dieser Wert kann pauschal angenommen werden, insofern der Einspeisepunkt nicht mehr als 10 km von der Anlage entfernt ist; bei weiteren Strecken ist ein gesondertes Gutachten anzufertigen.¹⁵⁷

3.2.1.2 Funktionsrisiko

Das Funktionsrisiko beschreibt die Gefahr für Betreiber und Kapitalgeber Maschinen zu beziehen, die während der Soll-Betriebszeit schwerwiegende, über den normalen Verschleiß hinausgehende Schäden erleiden. Die richtige Wahl der WKA zur Vorbeugung ist zentral. Sie findet zeitlich gesehen vor Baubeginn und nach der Ressourcenbewertung statt, weswegen dieser Aspekt bereits hier aufgegriffen wird. Eine Bank hat auf diese Entscheidung aber nur beschränkten

¹⁵⁴ Vgl. BGH, 2003, VIII ZR 165/01, Abs. 32 -33 / BGH, 2012, VIII ZR 362/11, Abs. 27.

¹⁵⁵ Vgl. Bundesnetzagentur, 2018, S. 11 f.

¹⁵⁶ Vgl. BGH, 2012, ENVR 8/11, Rn 6.

¹⁵⁷ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab.3.

Einfluss. Sie kann aber für sich definieren, welchen Anlagen-Typ sie im Allgemeinen finanzieren möchte. Aus den Befragungen geht hervor, dass Banken vor allem darauf achten, dass die zu finanzierenden Anlagen ...

- (i) am Markt bekannt sind und einen entsprechenden Track-Record haben.
- (ii) von namenhaften Herstellern stammen (namentlich Nordex, Vestas, Siemens Energy, General Electric und Enercon), mit denen bereits gute Erfahrungen aus früheren Projekten gemacht worden sind.
- (iii) Vollwartungsverträge über die Kreditlaufzeit abgeschlossen werden können.

Welchen detaillierten, technologischen Aufbau die WKA haben, spielt für die Bank im Zweifel eine untergeordnete Rolle, es sei denn, es sind spezifische Fehler für bestimmte Anlagen-Typen bekannt. Dann muss individuell entschieden werden, ob und welche Maßnahmen ergriffen werden können, um den dauerhaften Betrieb sicherzustellen.¹⁵⁸

Für den Punkt (i) besteht hierbei ein gewisser Zielkonflikt. Für WKA mit einem hohen Track-Record sind zwar viele Daten vorhanden und evtl. Schwachstellen bekannt, jedoch kann dies bedeuten, dass die dahinterstehende Technologie bereits überholt ist. In der Vergangenheit ist die Nennleistung von WKA kontinuierlich angestiegen. Nutzt man entsprechend ältere, am Markt etablierte Maschinentypen, gibt man u.U. die Möglichkeit auf höhere Energieerträge durch modernere Technologie auf.¹⁵⁹ Wie diese konkurrierende Zielbeziehung aufzulösen ist, ist nicht abschließend geklärt. Oft arbeiten Hersteller mit Nullserien, um gewisse Erfahrungswerte liefern zu können.¹⁶⁰ Ferner gewährleistet die Typenprüfung aller marktgängigen Anlagen gem. der „Richtlinie für Windenergieanlagen“ des Deutschen Instituts für Bautechnik Mindeststandards für die Sicherheit und Zuverlässigkeit.¹⁶¹ Zudem verlangen Projektierer wie auch Banken Verfügbarkeitsgarantien.¹⁶² Verbürgt sich dafür ein Unternehmen mit sehr guter Bonität, bleibt das Risiko auf das eigentliche Kreditrisiko beschränkt.¹⁶³ Der aktuelle technologische

¹⁵⁸ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 13.

¹⁵⁹ Vgl. Böttcher, 2019, S. 28.

¹⁶⁰ Vgl. Portela, Reineke, 2018, S. 479 f. / Böttcher, 2019, S. 29.

¹⁶¹ Vgl. BIBt, 2015, S. 15, 50.

¹⁶² Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 17.

¹⁶³ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 18.

Entwicklungsstand ermöglicht eine bis zu 98-prozentige Funktionsbereitschaft einer WKA.¹⁶⁴ Die Zeiten, die nicht in diese technische Verfügbarkeitsermittlung einfließen, sind von den Herstellern klar definiert und von den Erfahrungen aus der Kraftwerkstechnik abgeleitet. Als Verhandlungsgrundlage kann die Technische Regel 3423:2011-08 des VDI dienen. Durch sie ist eine einheitliche Definition von „Verfügbarkeit“ möglich.¹⁶⁵ Der genaue Geltungsbereich und evtl. Abweichungen in der Datenerfassung- und Dokumentation von der VDI-Vorgabe sind in den Kauf- und Wartungsverträgen detailliert zu erläutern.¹⁶⁶

3.2.2 Fertigstellungsrisiken

3.2.2.1 Bauzeitrisiken

Das Fertigstellungsrisiko beinhaltet alle Eventualitäten, die zu einer Verzögerung, einer Kostenüberschreitung oder einem Scheitern der Projekterrichtung führen. An dieser Stelle steht die Bewertung von Fertigstellungsrisiken im Rahmen eines Kreditantrages nicht der Annahme entgegen, dass von einem bereits genehmigten Projekt ausgegangen wird. Auch wenn die Ursprünge solcher Risiken der Einbindung eines Kreditinstituts vorausgehen (z.B. in vorläufigen Werk- und Lieferverträgen), ist die Feststellung und das anschließende Management von potenziellen Verzögerungen, außerplanmäßigen Kosten und sonstigen Fehlschlägen entscheidend. Sie wirken sich mutmaßlich stark auf den CF und damit den Kapaldienst aus.

Die vorgenannten Aspekte haben das Potenzial, sich gegenseitig zu verstärken. Verspätungen können Kostensteigerungen mit sich führen und umgekehrt.¹⁶⁷ Für eine Bank ist eine solche Situation besonders diffizil. Bei Verzögerungen generiert das SPV die Zahlungsmittel nicht wie in der Finanzierungsstruktur vorgesehen und zudem kann ein längerer Verzug Folgeausgaben mit sich bringen. Eine auf diese Weise geartete Kostenüberschreitung übt implizit den Zwang auf das Institut aus, weitere Mittel für den Anlagenbau bereitzustellen. Letztlich kann ohne funktionsfähige Anlagen keine Rückführung der bereits

¹⁶⁴ Vgl. BWE, 2018a, o.S. / Böttcher, 2019, S. 29.

¹⁶⁵ Vgl. VDI e.V., 2011, S. 3 f.

¹⁶⁶ Vgl. Hau, 2014, S. 628.

¹⁶⁷ Vgl. Böttcher, 2019, S. 29.

ausgereichten Gelder erfolgen.¹⁶⁸ Daher sollte bereits in der Projektplanung geregelt werden, welcher Projekt-Stakeholder für solche Vorfälle die Zahlungsverantwortung übernimmt (Risk-Sharing).¹⁶⁹ Im Allgemeinen gibt es hierfür vier Lösungsansätze:

- (i) Der Sponsor stellt zusätzliches nachrangiges Kapital bereit, das die Mehrkosten abfängt. Es ist für die Bank dabei unerheblich, ob es sich um haftendes oder wirtschaftliches Eigenkapital handelt.¹⁷⁰
- (ii) Es wird von vorneherein eine Kreditfazilität für mögliche Kostenüberschreitungen in die Finanzierungsstruktur eingebaut.¹⁷¹
- (iii) Der Projektierer schließt mit dem Generalunternehmer (GU), der die Anlagen schlüsselfertig errichtet, einen Festpreisvertrag. Das Risiko höherer CapEx-Aufwendungen wird somit teilweise auf ihn übertragen. Der Festpreis wird im Gegenzug für die Risikoübernahme höher ausfallen.¹⁷²

In allen drei Fällen sind dennoch entsprechende Konventionalstrafen vorgesehen, sollte es zu Zeit- oder Kostenüberschreitungen kommen.¹⁷³

Aus den Interviews kann geschlossen werden, dass sich Banken oftmals mit der dritten Variante zufrieden zeigen. Ihnen reichen entsprechend ausgestellte Fertigstellungs- und Gewährleistungsavale seitens des GU bei einem vereinbarten festen Preis und einem fixen Fertigstellungszeitpunkt. Eine solche Konstellation hat auch dementsprechend positive Auswirkungen auf das Projektrating. Gleichzeitig wird erkannt, dass die Bauzeit die riskanteste Phase des Projektes darstellt. In dieser Zeit werden Mittel ausgereicht, ohne dass der Kreditgewährung eine entsprechende Rückzahlungsquelle gegenübersteht.¹⁷⁴ Es wird auch ersichtlich, dass durch die Hereinnahme eines Fertigstellungsavals der Charakter einer klassischen non-recourse Finanzierung konterkariert wird. Erst mit der abgeschlossenen Errichtung der WKA kann man von einer echten Finanzierung ohne Rückgriffsrechte auf andere Projektbeteiligte sprechen.¹⁷⁵

¹⁶⁸ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 25.

¹⁶⁹ Vgl. Stanze, 2019, S. 217.

¹⁷⁰ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 25.

¹⁷¹ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 25 / Stanze, 2019, S. 218.

¹⁷² Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 25 / Stanze, 2019, S. 218.

¹⁷³ Vgl. Böttcher, 2019, S. 29.

¹⁷⁴ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 14.

¹⁷⁵ Vgl. Böttcher, 2019, S. 30.

3.2.2.2 Die Rolle des Generalunternehmers

Vereinzelt ist bereits der Begriff des Generalunternehmers (GU) gefallen. Für das Management der Fertigstellungsrisiken ist er eine zentrale Figur. Er steht zum Projektierer in einem klaren vertraglichen Verhältnis und schuldet ihm die Fertigstellung eines noch nicht errichteten Bauwerks.¹⁷⁶ Dabei führt er die zu leistenden Tätigkeiten in Gänze nicht eigenständig durch, sondern bedient sich ebenso Subunternehmen (Erfüllungsgehilfen). Im Gegensatz dazu erbringt ein Generalübernehmer im Rahmen des entsprechenden Werkvertrags grundsätzlich keine Bautätigkeiten; seine Leistung besteht in der Organisation der Erstellung des Bauwerks.¹⁷⁷

Für große Anlagen (> 100 m Nabenhöhe) scheint die Unterwerfung solcher Verträge unter das Werkvertragsrecht unstrittig. Dennoch hat es in der Vergangenheit Urteile gegeben, die die Gültigkeit des Kaufrechts insinuiert haben. Auch wenn diese Unterscheidung relevant ist (z.B. hinsichtlich Verjährungsfristen und Rügepflichten), kann sie an dieser Stelle nicht weiter vertieft werden und es wird auf entsprechende Urteile verwiesen.¹⁷⁸ Bei der Ausgestaltung der Verträge ist aus Bankensicht am Ende darauf zu achten, dass der GU das Fertigstellungsrisiko möglichst vollumfänglich trägt. Diese Feststellung resultiert auch aus den Interviews, die die vorgenannte Lösung (iii) zur Vermeidung von Kostenüberschreitungen in der Bauzeit präferieren. Aus ihr heraus sollen möglichst wenig Risiken von der Bank getragen werden.¹⁷⁹ Der GU seinerseits wird es vermeiden, Planungs- und Genehmigungsrisiken zu übernehmen. Zum einen exkludiert deren zeitliche Dimension deren Steuerbarkeit durch den GU, da es sich um dem Bau vorgelagerte Arbeitsschritte handelt. Zum anderen kann seine verbindliche Angebotserstellung nur auf Basis vorliegender Konzeptionen und behördlicher Zustimmungen (ggf. unter Auflagen) erfolgen.¹⁸⁰ Wird im GU-Vertrag die Geltung der Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen (VOB) vereinbart, sind

¹⁷⁶ Vgl. Busche, 2023, § 631 BGB Rn. 2.

¹⁷⁷ Vgl. Busche, 2023, § 631 BGB Rn. 119, 120.

¹⁷⁸ Vgl. BGH, 2009, VII ZR 151/08 / OLG Schleswig, 2007, 4 U 156/06.

¹⁷⁹ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 14.

¹⁸⁰ Vgl. Busch, 2011, S. 2.

derartige Verantwortungen klar aufgeteilt.¹⁸¹ Ebenso trägt der GU grundsätzlich keine Verantwortung für die Funktion der im Rahmen der Projektentwicklung gewählten Anlagen. Anders formuliert: Hat sich ein Risiko aus der Planungs- oder Genehmigungsphase realisiert, besteht grundsätzlich kein Anspruch auf Nacherfüllung wegen Mangelleistung; es sei denn, der GU hat zuwider seiner Nebenleistungspflichten nicht auf die Gefahr hingewiesen. Dann würden Schadenersatzansprüche bestehen, die jedoch an der originären Risikoverteilung nichts ändern.¹⁸² Gem. BGH-Rechtsprechung hat sich die Intensität dieser Informations- und Fürsorgepflichten des GU gegenüber dem Auftraggeber an dessen zu erwartenden Fachwissen, dem Informationsstand, den der Vorleistende (z.B. Anlagenlieferant) geliefert hat, oder an sonstigen bedeutsamen Eigenschaften zu richten.¹⁸³ An dieser Stelle wird der Vorteil klar ersichtlich, wenn Lieferant und GU einer Unternehmensgruppe angehören. Einige Risiken im Zusammenhang mit den Anlagen und deren Errichtung fallen bei einem Stakeholder zusammen und die Organisation des Projekts ist übersichtlicher.

Neben der Verteilung der Projektrisiken ist eine detaillierte Leistungsbeschreibung notwendig. Eine Bank hat drauf i.d.R. keinen maßgeblichen Einfluss. Dass alle Leistungen für die wesentlichen Elemente einer WKA in dem Vertrag detailliert und geordnet beschrieben werden, sollte von jeder Bank dennoch geprüft werden. GU-Verträge umfassen zusammen mit dem Anlagenliefervertrag die wesentlichsten Leistungsbestandteile eines WKA-Projekts und sind ebenso eng miteinander verbunden.¹⁸⁴ Man muss sich als Bank somit bewusstwerden, in welchem vertraglichen Verhältnis Lieferant und GU zueinander stehen. Entweder schließt der Betreiber mit dem Maschinenhersteller eigene Verträge und wird dadurch zum Vorleistenden des GU. Alternativ wird der Liefervertrag vom GU geschlossen, wodurch der Anlagenlieferant als Subunternehmer einzuordnen ist. Die wichtigsten jeweiligen Konsequenzen werden im Folgenden ausgeführt. Neben einer Definition der betriebsrelevanten Bereiche (z.B. Fundament, Anlagenspezifikation, Netzanbindung) braucht es auch eine Vereinbarung über den

¹⁸¹ Man beachte an dieser Stelle, dass ggf. eine AGB-rechtlich Prüfung stattzufinden hat, wenn die VOB nicht ganzheitlich vereinbart ist. Für weitere Details sei auf das Urteil des BGH vom 22.01.2004 VII ZR 419/02 verwiesen.

¹⁸² Vgl. Michaelis de Vasconcellos, 2000, S. 366 f.

¹⁸³ BGH, 1986, VII ZR 48/85, Abs. 2a.

¹⁸⁴ Vgl. Michaelsen, 2019, S. 109.

Zeitplan.¹⁸⁵ § 1 Abs. 4 VOB/B sieht hierfür eine Auffangregelung vor, die vor dem Vergessen wesentlicher Passagen schützen soll (Vollständigkeitsklausel).¹⁸⁶ Sind die Leistungsbestandteile- und zeitraumen vereinbart, ist sicherzustellen, dass alle vertraglichen Gewährleistungsansprüche auf das SPV übergehen. Es kann vorkommen, dass beim Vorliegen eines GU-Vertrags solche Ansprüche zunächst auf den GU beschränkt sind. Den wirtschaftlichen Schaden bei Mängeln trifft aber die Projektgesellschaft. Eine solche Situation kommt vor allem dann vor, wenn der WKA-Hersteller innerhalb des Werkvertrags die Stellung eines Nachunternehmers des GU innehat. Sie aufzulösen, ist durch Abtretung der Ansprüche vom GU an das SPV möglich.¹⁸⁷ Alternativ beauftragt der Projektierer selbst Unternehmen für vorgelagerte Leistungen (z.B. Anlagenlieferung). Er besitzt sodann die Gewährleistungsansprüche aus dem (Liefer-) Vertrag, muss aber gleichzeitig für deren nicht, unzureichend oder nicht rechtzeitig erbrachten Leistungen gegenüber den nachgelagerten Unternehmen (z.B. dem GU) einstehen.¹⁸⁸ Beim Eintreten von Schnittstellenproblemen führen sie stets zu mehr Komplexität und Frust, wenngleich Konventionalstrafen bzw. Bürgschaften den wirtschaftlichen Schaden reduzieren.¹⁸⁹ Eine solche Situation setzt zur Prävention Schnittstellenvereinbarungen voraus.¹⁹⁰ Werden die VOB/B als Vertragsinhalt definiert, vereinfacht sich eine Definition der Vorleistungspflichten des SPV. Ansonsten kann auch eine individuelle Aufnahme in den GU-Vertrag stattfinden. So oder so kann ein Nichterfüllen der Vorleistungen durch den Projektierer ein außerordentliches Kündigungsrecht für den GU aus wichtigem Grund nach § 643 BGB nach sich ziehen.¹⁹¹ Dass Banken vorbeugend fordern, dass die Hersteller selbst als GU auftreten und die Errichtung der WKA umsetzen, wird an dieser Stelle nachvollziehbar.¹⁹²

Fällt der GU oder der Maschinenbauer – aus welchen Gründen auch immer – aus, kann das Vorhaben scheitern.¹⁹³ Die gesetzlichen Bestimmungen kommen

¹⁸⁵ Vgl. Michaelsen, 2019, S. 113.

¹⁸⁶ Man beachte auch hier, dass eine AGB-rechtliche Prüfung sinnvoll erscheint, wenn die VOB/B nicht in ihrer Gänze vereinbart ist (s. Fußnote 181). Andernfalls geht man das Risiko der Unwirksamkeit einzelner Vollständigkeitsklauseln ein.

¹⁸⁷ Vgl. Michaelsen, 2019, S. 113.

¹⁸⁸ Vgl. Michaelsen, 2019, S. 113.

¹⁸⁹ Vgl. Stanze, 2019, S. 221.

¹⁹⁰ Vgl. Busch, 2011, S. 3.

¹⁹¹ Vgl. Busche, 2023, § 631 BGB Rn. 9.

¹⁹² Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 14.

¹⁹³ Vgl. Nevitt / Fabozzi, 2000, S. 17.

diesem Umstand entgegen, da die Fälligkeit des GU-Entgeltes gem. § 641 BGB erst mit Abnahme der Werkleistung respektive gem. § 650g BGB mit dem Eingang einer Rechnung eintritt. Kritisch zu prüfen sind die zu zahlenden Abschläge, auf die der GU gem. § 642a BGB einen Anspruch hat. Die Höhe der Zahlungen während der Bauphase sind maßgeblich vom Anlagenlieferanten – wenn auch nur in dessen Funktion als Subunternehmer des GU – und dessen Anspruch auf Teilzahlungen aus dem Liefervertrag abhängig.¹⁹⁴ Daher sind Insolvenzrisiken von Projektbeteiligten weitestgehend für die Eigen- und Fremdkapitalgeber abzusichern. Banken fordern eine gewisse Offenlegung – zumindest über bekannte Auskunfteien wie der Crefo. Die hierdurch gewonnenen Informationen müssen aussagekräftig genug sein, um ein entsprechendes Unternehmensrating anfertigen zu können. Gleichzeitig stützt man sich auf Erfahrungswerte mit den bekannten Marktteilnehmern.¹⁹⁵ Daneben besteht deren Interesse, Teilzahlungen direkt an die Anlagenhersteller zu entrichten, um einerseits das Insolvenzrisiko des GU für diesen betragsmäßig größten Posten zu umgehen und andererseits den Eigentumsvorbehalt ablösen zu können. Hat der GU den Lieferanten als Subunternehmen eingebunden, kann dies seinen eigenen Interessen zuwiderlaufen, da er dann seine individuellen Konditionen aus dem Liefervertrag offenlegen müsste. Die Beilegung des Interessenkonfliktes sollte im offenen Dialog stattfinden.¹⁹⁶ Für die Geldgeber eines Windkraftprojektes können zur weiteren Absicherung gegen die Insolvenz von wesentlichen Beteiligten entsprechende Bürgschaften vereinbart werden. Dabei spielen im Zusammenhang mit Fertigstellungsrisiken Vertragserfüllungs- und Gewährleistungsbürgschaften eine wesentliche Rolle.¹⁹⁷ Erstgenannte Sicherheit beträgt vielmals 10 % bzw. zweitgenannte 5 % der veranschlagten Kosten und beide sind durch eine inländische Bank auszustellen. Bei derartigen Sicherheitsleistungen ist präzise auf die BGH-Rechtsprechung zu achten, damit sie nicht a priori als unwirksam gelten.¹⁹⁸ Um weitere Gewissheit über die mängelfreie und vertragsmäßige Errichtung der WKA zu erlangen, schildern die Experten, dass sie sich Abnahmegutachten durch einen unabhängigen

¹⁹⁴ Vgl. Michaelsen, 2019, S. 117.

¹⁹⁵ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 14.

¹⁹⁶ Vgl. Michaelsen, 2019, S. 118.

¹⁹⁷ Vgl. Berger, 2023, Rn 64 – 70.

¹⁹⁸ Vgl. Berger, 2023, Rn 64 – 70 / Leibenger, 2013, S. 5.

Sachverständigen erstellen und offenlegen lassen. Sie dienen der Sicherstellung eines reibungslosen Übergangs in die Betriebsphase.¹⁹⁹

Am Ende der Bewertung muss für eine finanzierende Bank ersichtlich sein, dass gravierende Fertigstellungsrisiken – wie bspw. der Ablauf der Realisierungsfrist nach EEG – mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nicht eintreten werden. Gleichzeitig ist es wie bei anderen Bauvorhaben auch bei WKA-Finanzierungen üblich, nur nach Baufortschritt auszuzahlen. Dadurch wird eine enge Einbindung des Instituts in die Projektentwicklung sichergestellt. Bürgschaften dienen schließlich als letztes Mittel nur dazu, den wirtschaftlichen Schaden einer Nicht- oder Schlechtleistung zu vermindern; sie werden aber keine starke Bonität der Vertragspartner ersetzen können.²⁰⁰

3.2.3 Risiken in der Betriebsphase

3.2.3.1 Betriebsführung

Nach Errichtung und erfolgreicher Abnahme braucht es keine festen Mitarbeiter vor Ort; die Anlagen sind auf den vollautomatischen Dauerbetrieb ausgelegt. Nichtsdestotrotz bedarf es sowohl einer kaufmännischen als auch einer technischen Betriebsführung. Beide Leistungen kann der Projektierer selbstständig oder mit Hilfe eines externen Serviceanbieters erbringen. Von Seiten der Bank muss dabei sichergestellt werden, dass das nötige Knowhow für das operative Management der Anlagen vorhanden ist. In dieser Projektphase existieren i.d.R. keine Bürgschaften anderer Stakeholder (z.B. Fertigstellungsavale). Es handelt sich daher um eine echte non-recourse Finanzierung, weswegen Kreditgeber besonders sensibel auf Störungen an der Quelle der Tilgungszahlungen reagieren.²⁰¹ Am Ende kommt es für die Betriebsführung darauf an, die operativen Kosten eines Windparks möglichst niedrig zu halten. Da die Stromerlöse oftmals aufgrund geschlossener Direktabnahmeverträge bzw. der EEG-Einspeisevergütung fix sind, ist die Steuerung der laufenden Aufwendungen der einzige Ansatzpunkt, den Überschuss positiv zu beeinflussen. Der Betriebsführung wird dies nur

¹⁹⁹ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 14.

²⁰⁰ Vgl. Stanze, 2019, S. 220.

²⁰¹ Vgl. Böttcher, 2019, S. 31 f.

gelingen, wenn die Instandhaltungsausgaben niedrig und die Verfügbarkeit hoch gehalten wird. Es ist ersichtlich, dass das Windpark-Management nur ganzheitlich mit den sonstigen Serviceverträgen (z.B. für die Vollwartung) gedacht werden kann.²⁰²

Für eine entsprechende Planungssicherheit der anfallenden operativen Kosten empfiehlt es sich, beim Rückgriff auf externe Betreibergesellschaften die Verträge möglichst über die komplette Projektlaufzeit abzuschließen.²⁰³ Die Vertragsgestaltung mit Leistungsbeschreibungen, Mängel- und Gewährleistungsrecht, etc. richtet sich nach ähnlichen juristischen Parametern wie die Ausgestaltung eines GU-Vertrags. Daher wird an dieser Stelle nicht weiter auf die einzelnen Aspekte innerhalb einer solchen Vereinbarung eingegangen – zumal sie zu individuell sind, um hier vollumfänglich Erwähnung zu finden.²⁰⁴ Ein Kreditinstitut muss ferner sicherstellen, dass die Betriebsführung in keinem Interessenkonflikt steht. Dies kann v.a. dann auftreten, wenn die Hersteller oder der Projektverkäufer²⁰⁵ mit dem operativen Management beauftragt werden. Wo beim Wartungsvertrag noch Vorteile gesehen wurden, verkehrt es sich hierbei ins Gegenteil: Es kommt darauf an, dass die technische Überwachung der Anlagen bei den kleinsten Anzeichen von Verschleiß reagiert und die kaufmännische Führung alle Rechte aus den Verträgen einzig zu Gunsten der Investoren durchsetzt.²⁰⁶ Auf jeden Fall muss gewährleistet sein, dass die Geschäftsführung des SPV im Zweifel ihre Kontrollrechte jederzeit ausüben kann und dauerhaft mit allen Informationen zum technischen und wirtschaftlichen Zustand der WKA versorgt wird. Dass eine Bank als FK-Geber ebenso damit versorgt wird, ist selbstredend. Im Rahmen der Befragungen konnten die aufgeführten Aspekte im Kern bestätigt werden. Pointiert wurde auf die Kontrolle des Knowhows der – internen wie auch externen – Betriebsführung sowie auf die stete Annahme marktgängiger Entgelte in der Wirtschaftlichkeitsermittlung hingewiesen. Das bedeutet auch, dass im Rahmen von allen Projektverträgen auffällig niedrig angesetzte Kosten regelmäßig auf Standardwerte angehoben werden. Bei inflationsindexierten Verträgen,

²⁰² Vgl. Pfaffel, 2020, S. 2 f.

²⁰³ Vgl. Böttcher, 2019, S. 32.

²⁰⁴ Vgl. Krügler, Schmitt, 2013, S. 18 – 21.

²⁰⁵ Es existieren Unternehmer, deren Geschäftsmodell darin besteht, Windparks zu planen und fertig projiziert an Investoren zu verkaufen.

²⁰⁶ Vgl. Baumgart, 2019, S. 282 f.

die durchaus üblich sind, besteht eine stete Unsicherheit in Bezug auf die Betriebskostenentwicklung. Eine Bank braucht konsistente Annahmen hinsichtlich der langfristigen Preisentwicklung, um sie auf den Servicevertrag anwenden zu können.²⁰⁷ Ansonsten ähnelt der Umgang mit der Projektfinanzierung während des Betriebs zunehmend einer klassischen Unternehmensfinanzierung. Der CF des SPV unterliegt auch den sonstigen Betriebsrisiken. Teilweise können sie sogar als reduziert angesehen werden, da Absatz- und Marktpreisrisiken durch die EEG-Vergütung (und u.U. durch PPAs) wegfallen.²⁰⁸

3.2.1.3 Vollwartungsverträge

Verfügbarkeitsgarantien sind standardmäßig Teil von Vollwartungsverträgen. Dabei handelt es sich um Vereinbarungen zwischen einem Windparkbetreiber und einem Dienstleister, welcher sich für die Erstellung und Durchführung eines Wartungs- und Instandsetzungskonzeptes verpflichtet. Der Betreiber zahlt hierfür ein vertraglich determiniertes Entgelt. Dies erhöht seine Planungs- und Kalkulationsicherheit für operative Kosten (OpEx) erheblich, da dieser Teil seiner laufenden Betriebskosten über die Projektlaufzeit – oder zumindest einem Großteil davon – klar bestimmbar ist.²⁰⁹ Solche Verträge sind nicht neu; sie tauchen im Zusammenhang mit vielen kapitalintensiven CapEx-Projekten (z.B. Laborgeräte, Schwermaschinen, Flugzeugtriebwerke, etc.) als gewöhnlicher Baustein auf. Als besonders vorteilhaft erweist sich hierbei die Implementierung von Key Performance Indicators (KPI), die den Dienstleistungsanbieter zum entsprechenden Wartungsaufwand zwingen. Bei WKA ist es zweckdienlich die Verfügbarkeitszeit als KPI zu vereinbaren.²¹⁰ Die Norm IEC 614-26-1:2019 beschreibt hierbei Standards, wie diese KIPs zu ermitteln sind.²¹¹ Werden die Benchmarks nicht eingehalten, ist der Anbieter zu einer vorab verhandelten Ausgleichszahlung verpflichtet.²¹²

²⁰⁷ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 17.

²⁰⁸ Vgl. Nevitt, Fabozzi, 2000, S. 45.

²⁰⁹ Vgl. Baumgart, 2019, S. 276.

²¹⁰ Vgl. Herzarkhani, Nagarajan, Chunyang, 2022, S. 3807.

²¹¹ Vgl. IEC, 2019, Kap. 4.

²¹² Vgl. Böhlmann-Balan, 2018, S. 293.

Eine hohe Entschädigung signalisiert den übrigen Stakeholdern zudem eine hohe Absicht, die Infrastruktur aufrechtzuerhalten.²¹³ Es ist ferner darauf zu achten, welche Bauteile im Vollwartungsvertrag inkludiert sind. Beispielsweise kann es vorkommen, dass das Fundament und die sonstige Peripherie der Anlage von der Gewährleistung ausgenommen sind. Schäden, die dort entstehen und zu Ertragsausfällen führen, wären somit ohne entsprechende Versicherung nicht abgedeckt.²¹⁴ Ebenfalls sind Elementarschäden i.d.R. kein Teil eines solchen Vollwartungsvertrags. Grundsätzlich sind in Wartungsverträgen nur solche Schäden einbezogen, die auch im Einflussbereich des Auftragnehmers stehen. Bei sonstigen Schäden spielen Versicherungen oft eine entscheidende Rolle.²¹⁵ Innerhalb ihrer Grenzen sind derartige Wartungs- und Instandhaltungsvereinbarungen zweckmäßig, um diesen sonst variablen Kostenblock taxierbar zu machen.

Sie werden von allen führenden Herstellern sowie einigen spezialisierten Dienstleistern angeboten. Banken fordern sie bisweilen, um eine WKA-Finanzierung darstellen zu können.²¹⁶ Diese Ansicht spiegeln auch die Ergebnisse der Befragungen wider. Einhellig sehen die Banken Vollwartungsverträge – präferiert von den Anlagenherstellern – als Bedingung an. Dennoch ist auch bei diesen Langfristverträgen in der Praxis oft eine Bindung an den Verbraucherpreisindex vorgesehen. Wie bei Betriebsführungsverträgen muss eine finanzierende Bank ihre Inflationserwartungen in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einfließen lassen. Trotz dieses Unsicherheitsfaktors verbessern Vollwartungsverträge das Rating eines Projektes und damit auch seine Finanzierbarkeit. Auch die befragten Projektierer empfinden sie als hilfreiches Element bei der Betriebsführung.²¹⁷ Dieses Ergebnis deckt sich mit einer breit angelegten Befragung des BWE von über 2.000 Betreibern, wonach im Schnitt über alle Hersteller knapp 90 % auch einen Vollwartungsvertrag innehaben.²¹⁸ Dass Banken Vollwartungsverträge bei den Herstellern denen von unabhängigen Dienstleistern vorziehen, hat praktische Gründe: Es vermeidet Abgrenzungsprobleme zwischen Ansprüchen auf Mängelbeseitigung aus dem Liefervertrag oder dem Wartungsvertrag. Sind die

²¹³ Vgl. Herzarkhani, Nagarajan, Chunyang, 2022, S. 3807.

²¹⁴ Vgl. Bah, 2016, S. 37.

²¹⁵ Vgl. Baumgart, 2019, S. 276.

²¹⁶ Vgl. Hahn, 2017, S. 21 / Peters, 2019, S. 815.

²¹⁷ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 17.

²¹⁸ Vgl. BWE, 2023b, S. 19.

Vertragsnehmer für das SPV jeweils aus der gleichen Unternehmensgruppe, erleichtert dies die Beantwortung solcher haftungsrechtlichen Fragen.²¹⁹ Tabelle 2 gibt einen Eindruck davon, welche Verfügungsgarantien Hersteller im Rahmen von Vollwartungsverträgen anbieten.

Tab. 2 Verfügbarkeitsgarantien im Rahmen von Vollwartungsverträgen²²⁰

Hersteller	Enercon ²²¹	Vestas ²²²	Nordex ²²³	Siemens Gamesa ²²⁴
Verfügbarkeit in %	97 %	98 %	97 %	98 %

3.2.3.3 Zinsänderungsrisiken

Im Rahmen der Projektplanung müssen von vorneherein auch realistische Annahmen zum Zinsniveau getroffen werden; grundsätzlich ist dabei zwischen EK und FK zu unterscheiden. EK-Renditen ermitteln sich für gewöhnlich als Residualgröße nach Abzug aller Mittelabflüsse von den erzielten Cash-Inflows. Ausschüttungen an die EK-Geber treten im Rang hinter die, der vorrangig finanzierende Banken zurück. Für Kreditinstitute ist die Veränderung der EK-Verzinsung von untergeordneter Bedeutung. Das heißt, in Bezug auf das Zinsänderungsrisiko ist das FK fokussiert zu betrachten, da seine Verzinsung deterministisch ist. Dafür sollte eine zeitliche Differenzierung erfolgen.²²⁵ Bis zum Zeitpunkt der Finanzierungszusage (Financial Close) – also der vertraglichen Fixierung der Zinskonditionen – verbleibt das Risiko steigender respektive die Chance auf fallende Zinsen beim Sponsor.²²⁶ Für die Zeit ab Unterzeichnung der Kreditverträge findet i.d.R. stets eine Form der Zinssicherung statt, wobei hierbei eine Unterscheidung zwischen der kurz- bis mittelfristigen Bauzeit und anschließenden Betriebsphase vorzunehmen ist. Unbeschadet dessen, dass sich in den einzelnen Projektphasen die Zinshöhe aufgrund ihrer unterschiedlichen Risikostruktur unterscheiden

²¹⁹ Vgl. Busch, 2011, S. 4.

²²⁰ Eigene Darstellung

²²¹ Vgl. Enercon, 2009, S. 6 – 9.

²²² Vgl. Vestas, 2023, o.S.

²²³ Vgl. Nordex, 2023, o.S.

²²⁴ Vgl. Siemens Gamesa, 2023, o.S.

²²⁵ Vgl. Nevitt, Fabozzi, 2000, S. 26, 44

²²⁶ Vgl. Bayerisches Staatsministerium für Wohnen, Bau und Verkehr, 2020, S. 35 / Böttcher, 2019, S. 35.

kann, ist für beide Zeitabschnitte eine eigenständige Festschreibung möglich.²²⁷ Steigerungen der Bauzeitzinsen fallen absolut gesehen weniger ins Gewicht – ihre Bedeutung für die Gesamrentabilität des Vorhabens ist dennoch nicht zu vernachlässigen.²²⁸ Sie werden regelmäßig als Projektkosten aktiviert und als solche im Rahmen der langfristigen Endfinanzierung mitfinanziert. Entscheidend ist jedoch die Absicherung von Zinsänderungsrisiken in der Betriebsphase. Sie sollten im Sinne des Risk-Sharing nicht beim SPV liegen, sondern auf Bankpartner übertragen werden. Demnach übernehmen sie bis zu einem gewissen Grad die Verantwortung dafür, zusätzliches Kapital bereitzustellen, sollten aufgrund mangelnder Absicherung Zinsänderungsrisiken schlagend werden.²²⁹ Besonders Windenergieprojekte reagieren aufgrund ihrer hohen Investitionsvolumina – wie auch andere große Immobilien- und Infrastrukturvorhaben – empfindlich auf Zinsanstiege.²³⁰

Es lassen sich dabei zwei Strategien der Zinssicherung voneinander abgrenzen. Erstens kann ein Festzinsdarlehen über die gesamte Laufzeit der Finanzierung abgeschlossen werden. Da im Bereich der Windenergie Zeiträume zwischen 15 bis 20 Jahren üblich sind, ist diese Variante eher unüblich.²³¹ Eine weitere Praktik ist die Absicherung mittels Derivate. Das Grundgeschäft also die Kreditaufnahme erfolgt hierbei variabel auf Basis eines marktüblichen Leit- oder Interbankenzinses. Während der Bauzeit kommen kurz- und mittelfristig laufende Terminkontrakte in Betracht. Beispiele hierfür sind Caps (Obergrenzen), Collars (Bandbreiten) oder Forward-Rate-Agreement. Zur Absicherung der Zinsänderungsrisiken in der Betriebsphase haben sich Swaps durchgesetzt.²³² Alle genannten Derivate haben den Vorteil, dass sie getrennt von der ursprünglichen Kreditentscheidung die resultierenden Zinsrisiken aus dem variablen Darlehen für das SPV reduzieren. Nachteilig sind Kontrahentenrisiken aus positiven Marktwerten gegenüber einer Vertragspartei. Sie soll jedoch an dieser Stelle nicht

²²⁷ Vgl. Bayerisches Staatsministerium für Wohnen, Bau und Verkehr, 2020, S. 35.

²²⁸ Vgl. Hau, 2014, S. 891.

²²⁹ Vgl. Nevitt, Fabozzi, 2000, S. 44.

²³⁰ Vgl. Böttcher, 2019, S. 371

²³¹ Vgl. Bayerisches Staatsministerium für Wohnen, Bau und Verkehr, 2020, S. 35.

²³² Vgl. Nevitt, Fabozzi, 2000, S. 7, 104, 229. Die Funktionsweise der genannten Derivate wird an dieser Stelle bewusst nicht weiter ausgeführt. Da bereits Grundkenntnisse im Bereich des Unternehmenskundengeschäfts vorausgesetzt werden, sollte die Funktion solcher Finanzinstrumente bekannt sein. In gleicher Form werden sie auch in anderen langfristigen Finanzierungen eingesetzt.

vertieft werden.²³³ Es erscheint nachvollziehbar, dass eine Bank, die eine WKA-Finanzierung begleitet, am Ende auch bereit ist, ein etwaiges Kontrahentenrisiko mit der Betreibergesellschaft einzugehen, welches betragsmäßig bedeutend kleiner ausfällt. Für ein Kreditinstitut ist im Grunde entscheidend, dass Gefahren für die Projektstabilität durch höhere Zinsverpflichtungen ausgeschlossen werden und dadurch eine Kalkulationssicherheit geschaffen wird.²³⁴

Wie mit dem übernommenen Zinsänderungsrisiko auf Seiten der Bank umgegangen wird, ist anschließend Aufgabe der Banksteuerung und kein Thema dieser Arbeit. Die Frage, welche der vorgenannten Strategien den Eigeninteressen eines projektfinanzierenden Kreditinstituts entspricht, wird nicht von den Kreditentscheidern, sondern vor dem Hintergrund regulatorischer und geschäftspolitischer Erwägungen durch das Bankmanagement beantwortet – prinzipiell stehen beide Methoden offen.

3.2.4 Rückbau von Windkraftanlagen

Bereits in der Genehmigung wird festgehalten, dass am Ende der Nutzungsdauer einer WKA die Pflicht zu deren Rückbau besteht. Sie ist unabhängig davon, ob ein Austausch einer alten durch eine neue leistungsfähigere WKA geplant bzw. genehmigt ist (Repowering). Das Areal muss demnach in seinen ursprünglichen Zustand zurückversetzt werden, wodurch dauerhafte Beeinträchtigungen der Natur und des Landschaftsbildes vermieden werden. Da sich ein Windenergieprojekt über mehrere Jahrzehnte erstrecken kann, besteht für die Öffentlichkeit das Risiko, dass der Betreiber während dieser Zeit in die Insolvenz rutscht und den Rückbau nicht mehr aus eigenen Mitteln stemmen kann.²³⁵ Aufgrund der Erfahrungen aus dem fossilen Energiesektors erscheint ein solches Szenario als durchaus denkbar.²³⁶ Daher ist auf Basis des föderalen Baurechts das Stellen von Sicherheitsleistungen verpflichtend. So soll ein Abwälzen der Kosten für den Rückbau von WKA auf die Allgemeinheit vermieden werden. Dass eine solche

²³³ Vgl. Nevitt, Fabozzi, 2000, S. 247 f., 250f. / Bayerisches Staatsministerium für Wohnen, Bau und Verkehr, 2020, S. 35.

²³⁴ Vgl. Böttcher, 2019, S. 35.

²³⁵ Vgl. BWE, 2018b, S. 2.

²³⁶ Vgl. Mackie, Velenturf, 2021, S. 8.

Sicherheitsleistung grundsätzlich angemessen und dem Betreiber zumutbar ist, wurde bereits in Gerichtsurteilen bestätigt. Der Grundgedanke dieser Regelung schließt nach Auffassung des Bundesverwaltungsgerichtes gleichzeitig aus, dass das Stellen einer Sicherheitsleistung erst bei absehbaren Bonitätsverschlechterungen vertretbar ist, sondern schon bei Projektbeginn zu erfolgen hat. Bei bereits eingetretenen wirtschaftlichen Schwierigkeiten ist ein Projektierer u.U. nicht mehr im Stande, eine entsprechende Sicherheit zu beschaffen. Welche Gewährleistung im Detail zu erbringen ist, schreibt dabei die Genehmigungsbehörde vor.²³⁷ Es kommen dabei verschiedene Instrumente in Frage, wobei die treuhänderische Hinterlegung von Geldern oder das Ausstellen einer Rückbaubürgschaft durch eine Bank die gängigsten Lösungen darstellen.²³⁸ Somit wird sichergestellt, dass die finanziellen Reserven im Falle einer Insolvenz geschützt bleiben und für den Abbau zur Verfügung stehen, auch wenn der originäre Windpark-Betreiber bereits nicht mehr existiert.²³⁹ Zu Betriebsbeginn wird die Zweckgesellschaft voraussichtlich nicht in der Lage sein, die nötige Liquidität zur Hinterlegung auf einem Anderkonto aufzubringen. Es erscheint daher zweckmäßig, dass die finanzierende Bank zunächst ein Rückbauaval mit der Bedingung, eine Kapitalreserve anzusparen, ausstellt. Die Garantie fällt demnach um den Betrag, um den das Treuhandkonto über die Jahre anwächst.²⁴⁰ Genau dieses Vorgehen wird auch von den Experten in den Befragungen geschildert. Die Vorgaben sind hinsichtlich der Ansparung der Rückbaureserve klar definiert. Hinzu kommt, dass die Banken zugestehen, am Ende der Projektlaufzeit nicht mehr benötigte Rücklagen (z.B. Wartungs- oder Kapitaldienstrücklagen) entsprechend für den Anlagenabbau umzuwidmen.²⁴¹ Über die aufzubringende Höhe herrscht hierbei noch keine Einigkeit. Aus der Praxis sind Vorgehen bekannt, die sich nach der Anlagenhöhe oder der Nennleistung richten.²⁴² Die Literatur orientiert sich bei der Taxonomie der Rückbaukosten klar an der elektrischen Leistung der WKA. Die Angaben liegen dabei in einem breitfassten Korridor. Der BWE spricht von durchschnittlichen Stilllegungskosten i.H.v. 27.000, - EUR/MW bis 33.000, - EUR/MW.²⁴³ Das

²³⁷ Vgl. BVerwG, 2012, S. 8, 12.

²³⁸ Vgl. Mackie, Velenturf, 2021, S. 10 / BWE, 2018b, S. 2 / BVerwG, 2012, S. 8.

²³⁹ Vgl. Mackie, Velenturf, 2021, S. 5.

²⁴⁰ Vgl. Mackie, Velenturf, 2021, S. 10.

²⁴¹ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 18.

²⁴² Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 18.

²⁴³ Vgl. Schwarz, Badia, 2012, S. 3.

OLG Lüneburg wiederum nennt den verwaltungsinternen Richtwert von bis zu 7 % der Investitionskosten als sachgerecht, wobei die Behörde den genauen Wert nach fachlichem Ermessen festlegen kann.²⁴⁴ Ähnliche Werte werden auch von anderen Bundesländern angesetzt.²⁴⁵ Dass solche Rückbauverpflichtungen die Wirtschaftlichkeit eines Windkraftprojektes gefährden, wurde nur von einem Experten geschildert. Die übrigen konnten dieser Ansicht nicht zustimmen. Sie empfinden diesen Aspekt gemessen an der Kostenhöhe als nachrangig.²⁴⁶

Am Ende wird eine Bank die von der Behörde geforderte Höhe der Sicherheitsleistung allein mangels Einflussmöglichkeiten nicht hinterfragen müssen. Für sie ist entscheidend, die richtige Ansparrhöhe für die Rückbaureserve zu kennen und sie in die CF-Modellierung einbauen zu können.

4 Fallstudie

4.1 Systematik der Fallstudie

Diese Bachelorarbeit stellt die Frage, wie eine Regionalbank eine Kreditentscheidung für eine Projektfinanzierung eines Windenergievorhabens treffen kann. Daher dient diese Fallstudie dazu, den Schwerpunkt gezielter auf die wirtschaftliche Projektanalyse zu legen. Das Fallbeispiel ist so gewählt, dass eine *durchschnittliche* Regionalbank, wie sie in Kapitel 2.1 definiert wurde, eine solche Projektfinanzierung allein oder im Konsortium in Hinblick auf ihre bilanzielle Größe grundsätzlich begleiten kann. Diese Aussage gilt unbeschadet von anders lautenden individuellen geschäftspolitischen oder aufsichtsrechtlichen Vorgaben. Aufbauend auf Kapitel 3 findet in der qualitativen Beurteilung zunächst die Risikoidentifikation und -allokation statt, worauf anschließend die Risikoquantifizierung folgt. Aufgrund des limitierten Umfangs der Arbeit folgt eine beispielhafte Simulation des CF-Modells durch Variation ausgewählter Determinanten. Generell ist es aber empfehlenswert, den Projektverlauf für eine möglichst große Anzahl an Umweltszenarien zu bestimmen.

²⁴⁴ Vgl. OVG Lüneburg, 2012, S. 12.

²⁴⁵ Vgl. BWE, 2018b, S. 3 f.

²⁴⁶ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 18.

Die Daten zur Windhäufigkeit und zum Energieertrag (Ressourcenbewertung) liefert ein reales Gutachten. Fehlende Input-Angaben werden approximativ aus Interviews oder Literaturrecherchen abgeleitet. Dieses Vorgehen bezieht sich primär auf Daten für die CapEx-Höhe sowie die Betriebs- und Wartungskosten. Um eine homogene Erhebungsmethodik zu gewährleisten, werden sie einheitlich aus einer Untersuchung des Beratungs- und Servicedienstleisters Deutsche WindGuard für das Bundeswirtschaftsministerium entnommen.²⁴⁷ Plausibilisiert wurden die Angaben durch eine Vergleichsstudie der Fraunhofergesellschaft.²⁴⁸ Durch dieses Vorgehen konnten durchschnittliche Haupt- und Nebeninvestitionskosten sowie deren variable und fixe OpEx für Anlagen der 4 MW-Klasse in gleicher Nabhöhe wie im Ertragsgutachten abgeleitet werden. Sich auf die selbe Nabhöhe zu beziehen, ist entscheidend für die Einschätzung des Energieertrags und der Baukosten.²⁴⁹ Da aus den Interviews in Hinblick auf die Finanzierungsbedingungen geschlossen werden konnte, dass öffentliche Mittel u.a. der KfW einen wichtigen Finanzierungsbaustein darstellen, orientieren sich die Annahmen in diesem Bereich am KfW-Programm „Erneuerbare Energien – Standard“ mit der Programmnummer 270 in der Preisklasse A. Somit handelt es sich beim Fremdkapital um Tilgungsdarlehen, die über die Laufzeit vollständig zurückzuzahlen sind.²⁵⁰ Aus didaktischen Gründen werden alle Parameter als frei veränderlich angesehen.

Die statische Betrachtung eines Sponsors-Case reicht für eine umfassende Risikoeinschätzung nicht aus. Es geht im Anschluss darum, durch Sensitivitätsanalysen die Determinanten zu evaluieren, die den größten Einfluss auf den Projekterfolg haben und somit die meiste Aufmerksamkeit verdienen. Aufgrund verschiedener Interdependenzen ist es zudem notwendig, Szenarien zu definieren (Base-, Banking-, Worst-Case), um den ungünstigsten Umweltzustand für das Vorhaben zu bestimmen, der realistischere eintreten kann. Am Ende soll ein Konzept einer wirtschaftlichen Analyse stehen, an welches sich der Gremienbeschluss anschließen kann, der final in der Ausfertigung der Kredit- und Sicherungsverträge mündet.²⁵¹ Auch wenn in dieser Fallstudie teilweise

²⁴⁷ Vgl. Deutsche WindGuard, 2019.

²⁴⁸ Vgl. Kost et al., 2021.

²⁴⁹ Vgl. BWE, 2023a, o.S.

²⁵⁰ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 9./ KfW, 2023, o.S.

²⁵¹ Vgl. Portela, Reineke, 2018, S. 475.

vereinfachende Annahmen getroffen werden, können die Kenngrößen und Wirkungsweisen als realistisch angesehen werden, da sie von realen Werten abgeleitet werden. In diesem Fallbeispiel tritt nun ein Windparkprojektierer mit folgenden Vorüberlegungen an die lokale Regionalbank heran:

Tab. 3: Rahmendaten eines Windkraftprojektes in Deutschland: Erstangebot eines Sponsors (Base Case)²⁵²

Projektname:	Spessart-Wind
Projektstandort:	Spessart (Mittelgebirge)
Anlagenanzahl:	4
Installierte Leistung:	16,8 MW
Gesamtinvestitionsvolumen:	24.460.800 EUR
Fremdkapitalvolumen:	19.568.640 EUR (80 %)
Eigenkapitalvolumen:	4.892.160 EUR (20 %)
Finanzierungsstruktur:	Rückzahlung über 20 Jahre mit linearem Tilgungsverlauf
Tilgungsfreie Zeit:	36 Monate
Schuldendienstreserve:	Nicht vorgesehen
Summe der Betriebskosten (fix):	184.800 EUR (für Jahr 1 -10) 470.400 EUR (für Jahr 11 – 20)
Summe der Betriebskosten (variabel):	109.401 EUR (für Jahr 1 -10) 253.613 EUR (für Jahr 11 – 20)
Inbetriebnahmezeitpunkt:	01.01.2024
Jahresenergieproduktion:	31.257 MWh (P-50 Wert)
Einspeisetarif:	8,00 ct. /kWh für 20 Jahre <ul style="list-style-type: none"> - Vereinfachende Annahmen: keine Korrekturen an den Überprüfungszeitpunkten nach § 36 h Abs. 3 Nr. 2 EEG - Korrekturfaktor nach § 36b EEG bezogen auf den Zuschlag von 5,88 ct /kWh für einen typischen Schwachwindstandort in Mitteldeutschland.

Zusätzlich informiert er die Bank darüber, dass eine wirtschaftlich und juristisch eigenständige Tochtergesellschaft die kaufmännische und technische Betriebsführung für die ersten 10 Jahre zu einem Vorzugspreis durchführt. Dadurch reduzieren sich die OpEx in diesem Zeitraum um 50 % im Vergleich zum marktüblichen Niveau.

²⁵² Eigene Darstellung

4.2 Qualitative Projektprüfung

A priori muss sich die Bank dazu entscheiden, dass sie geschäftspolitisch bereit ist, Windkraftprojekte finanzieren zu wollen. Hierbei kann sie Regionen oder auch Kundengruppen festlegen, die sie prioritär behandelt oder im Gegenteil von vornherein ausschließt. Ebenso muss das Kreditinstitut die risikopolitische Frage, was und in welchem Umfang finanziert werden darf, in Bezug auf das vorliegende Beispiel positiv beantworten.²⁵³ Im Rahmen der detaillierten qualitativen Projektprüfung hilft es, sich anschließend die Risikoarten mit den angestrebten Risikoinstrumenten und -trägern vor Auge zu führen:

Tab. 4. Risikoarten, -instrumente und -träger ²⁵⁴

Risikoart	Risikoinstrument	Risikoträger
Vertragspartnerwahl Vertragserfüllung	Projektentwicklung (Machbarkeitsstudie)	Sponsoren
Kostenüberschreitung	Fertigstellungsgarantie (alt. Kreditfazilität)	Generalunternehmer (Sponsoren und Kreditgeber)
Verfügbarkeit der Ressource Wind	Wind- und Ertragsgutachten	Sponsoren
Abnahme- / Preisrisiko	EEG-Vergütung (alt. PPA)	Nachfrager
Funktionsrisiko	Vertragsgestaltung bzw. Garantien	Anlagenlieferant
Regulierungsrisiko	Annahmegemäß gering	Restrisiko: Sponsoren
Inflationsrisiko	Langfristige Festpreisverträge	Vertragspartner
Zinsänderungsrisiko	Zinsfestschreibung, Derivate	Kreditgeber
Force Majeure (höhere Gewalt)	Versicherung	Versicherung

²⁵³ Vgl. Portela, Reineke, 2018, S. 478.

²⁵⁴ Eigene Darstellung in Anlehnung an Böttcher, 2019, S. 365.

Vor diesem Hintergrund können sodann folgende qualitative Fragen von den Kreditentscheidern beantwortet werden:²⁵⁵

- (i) Angemessenes und verlässliches Rechts- und Regulierungsumfeld?
Annahmegemäß wird es als gegeben hingenommen. Hinsichtlich des für die Wirtschaftlichkeit bedeutungsvollen EEG wird auf Kapitel 3.1.1 verwiesen. In der Fallstudie wird die 20-jährige EEG-Vergütung als Absatzinstrumentarium unterstellt.
- (ii) Einsatz bewährter Technik?
Das Funktionsrisiko ist in Kapitel 3.2.1.2 beschrieben. In der CF-Modellierung fließt es mit einem technischen Effizienzverlust von 5,46 % ein.
- (iii) Ausreichende Erfahrung aller beteiligten Projektpartner und angemessene Vertragsstrukturen?
In Kapitel 3 wurden daher die Rollen zentraler Vertragsinhaber (v.a. GU, Betriebsführung) genauer untersucht. Annahmegemäß wird die Frage positiv beantwortet, was keine weiteren Sicherheitsabschläge notwendig macht.
- (iv) Angemessene Partizipation aller Projekt-Stakeholder an den Chancen und Risiken (Risk Sharing)?
Annahmegemäß erfüllt, weswegen hieraus keine Abschläge in der CF-Modellierung resultieren.
- (v) Einhaltung der einschlägigen Normen bei der Gutachtenerstellung?
Das Gutachtenrisiko wird in Kapitel 3.2.1.1.1 genauer beleuchtet. Das hier verwendete Gutachten erfüllt alle geschilderten Ansprüche. Für darüber hinausgehende Ressourcenrisiken werden Abläufe vorgenommen und Modellierungen mit verschiedenen Übertrittswahrscheinlichkeiten durchgeführt.

Im Rahmen des Kreditprozesses sollte die Bank für die genannten Aspekte zu einem positiven Schluss kommen. Das heißt, sie sollte das Risiko aus ihnen als handhabbar bzw. angemessen einschätzen – nur dann wird sie in die quantitative Kreditprüfung übergehen und die Auswirkungen auf die Projektstabilität

²⁵⁵ Vgl. Böttcher, 2019, S. 363.

quantifizieren. In vielen Fällen wird diese Prüfung als Due Diligence bezeichnet und kann als solcher an externe Berater ausgelagert werden.²⁵⁶

4.3 Quantitative Wirtschaftlichkeitsermittlung

4.3.1 Erstangebot des Sponsors

Nachdem in qualitativer Hinsicht spezifische Risiken erkannt und den Projektbeteiligten zugeordnet wurden, steht im Folgenden deren Gesamtwirkung auf das Vorhaben im Fokus. Hierfür wird eine individuelle Finanzstruktur entwickelt, die eine positive Kreditentscheidung zum Ziel hat. Das zentrale Element ist dafür die CF-Modellierung. Es ist selbstredend, dass dabei nur zahlungswirksame Nach-Steuer-Größen beachtet werden.²⁵⁷ Die Variabilität jedes Projekts bedingt hierbei, dass einige Ausgabenblöcke aggregiert bzw. vernachlässigt werden, um einen höheren Grad an Allgemeingültigkeit der Zusammenhänge zu erreichen. Anhand der Steuerbelastung wird dies deutlich. Sie ist eine zahlungswirksame Größe, die nicht pauschal angesetzt werden kann; sie divergiert je nach Unternehmens- und Eigentümerstruktur. Daher wird approximativ nur die Gewerbesteuer als Abgabe des laufenden Betriebs auf Ebene des SPV betrachtet.²⁵⁸ Das Interesse der FK-Geber liegt nun darin, zu erfahren, wie sicher die vertragsgemäße Erfüllung der Zins- und Tilgungszahlungen aus dem CF ist. Zentrale Kenngröße ist hierfür das Debt Service Cover Ratio (DSCR).²⁵⁹ Es setzt die Cash-Flows Available for Debt Service (CFADS) zuzüglich der Schuldendienstreserve (SDR) ins Verhältnis zum Kapitaldienst, was durch die folgende Formel ausgedrückt werden kann²⁶⁰:

$$\text{DSCR} = \frac{\text{CFADS}_n + \text{SDR}_n}{\text{Kapitaldienst}_n}$$

²⁵⁶ Vgl. Rabenschlag, Alers, 2019, S. 46 ff. / Portela, Reineke, 2018, S. 481.

²⁵⁷ Vgl. Böttcher, 2019, S. 374.

²⁵⁸ Vgl. Hau, 2014, S. 926 / Baumgart, 2019, S. 290.

²⁵⁹ Vgl. Peters, 2017, S.813 / Böttcher, 2019, S. 380 / Portela, Reineke, 2018, S. 480.

²⁶⁰ Ergänzend können auch das Loan Life Coverage Ratio (LLCR) oder das Project Life Coverage Ratio (PLCR) zur quantitativen Bewertung herangezogen werden. Mit diesen Kennzahlen können gänzlich freie Verschiebungen von CFs in spätere Perioden (z.B. aufgrund von Ausschüttungssperren) modelliert werden. Sie sind weniger geläufig und werden daher nicht weiter untersucht.

Die CFADS ermitteln sich durch Gegenüberstellung folgender Positionen:

Tab. 5: Gegenüberstellung der Zahlungsmittelzuflüsse und -abflüsse zur Ermittlung der CFADS²⁶¹

Zahlungsmittelzuflüsse	Zahlungsmittelabflüsse
Laufender Windparkbetrieb	Operative Kosten (OpEx), darunter:
<i>Entschädigung Ausfallarbeit (§ 13a EnWG)</i>	<i>Grundstückspacht</i>
<i>Zinseinnahmen aus Reservekonten</i>	<i>Vollwartungsvertrag</i>
<i>Zahlungen aus Versicherungsfällen</i>	<i>Kaufm. und techn. Betriebsführung</i>
Dotierte Schuldendienstreserve	<i>Versicherungen</i>
	<i>Sonstiges (Rückbaureserve)</i>
	Liquiditätswirksame Steuern (v.a. Gewerbesteuer)

Kursive Positionen werden nicht oder nur als Gesamtgröße betrachtet.

Mit einer SDR können Zeiträume, in denen der CF aus der operativen Tätigkeit nicht für den Kapitaldienst ausreicht, überbrückt werden. Sie ist nach den Kreditverpflichtungen aber vor den Ausschüttungen zu dotieren.²⁶² Aus den Befragungen konnte diesbezüglich geschlossen werden, dass sie in der Vergangenheit vermehrt als Fazilität auf einem Projektkonto eingeräumt und nicht als täglich fällige Liquidität angespart wurde.²⁶³ Eine Linie kommt v.a. dann in Frage, wenn die DSCR-Werte bereits ausreichend hoch sind. Das Ziel der Bank wird es sein, die Finanzierungsstruktur so zu gestalten, dass das DSCR im Banking Case möglichst über 1,10 liegt und im Worst Case mindestens 1,00 beträgt. Somit wird sichergestellt, dass der Kapitaldienst jederzeit erbracht werden kann, ohne die Sponsoren in die Pflicht nehmen zu müssen und somit aus einer non-recourse eine limited-recourse Finanzierung werden zu lassen.²⁶⁴

Durch Anwendung der vorgenannten Methodik auf das Erstangebot des Sponsors ergeben sich folgende Szenarien:

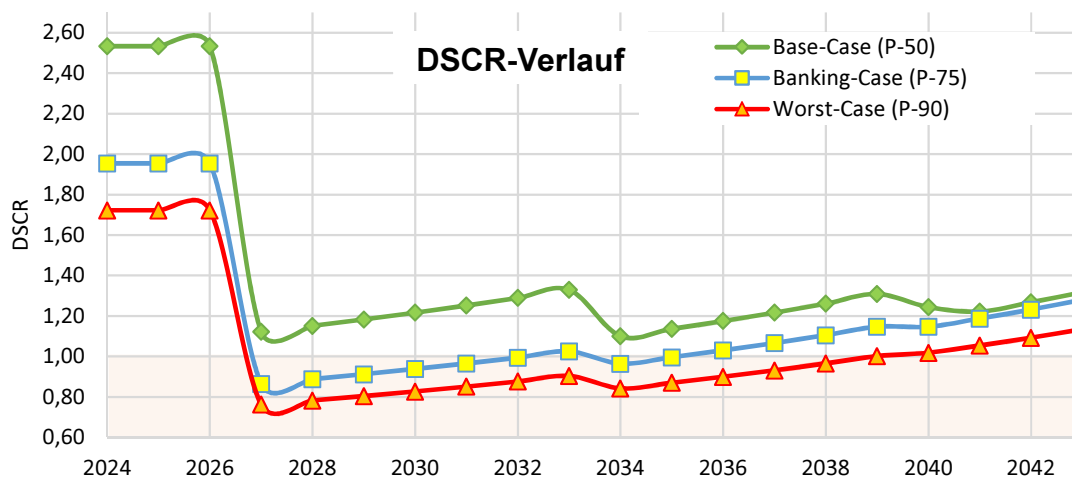
²⁶¹ Eigene Darstellung

²⁶² Vgl. Peters, 2017, S.814 / Böttcher, 2019, S. 380.

²⁶³ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 9.

²⁶⁴ Vgl. Peters, 2017, S.814 / Böttcher, 2019, S. 380 / Portela, Reineke, 2018, S. 480.

Abb. 5: DSCR-Verläufe auf Basis des Erstangebots des Sponsors²⁶⁵



Tab. 6 DSCR-Werte und EK-Ausschüttungen für das Erstangebot des Sponsors²⁶⁶

	min. DSCR	Ø DSCR	Ausschüttungen an EK-Geber
Base-Case (P-50)	1,10	1,42	209,66 %
Banking-Case (P-75)	0,86	1,18	67,80 %
Worst-Case (P-90)	0,76	1,04	-15,16 %

Man sieht am DSCR-Verlauf, dass die Kennzahl mit der Laufzeit der Finanzierung positiv korreliert ist. Da bei EE-Krediten Ratentilgungsverläufe dominieren, nimmt der Kapitaldienst bei relativ konstanten Einnahmen mit der Dauer der Finanzierung kontinuierlich ab. Umgekehrt formuliert ist das DSCR zum Abtragsbeginn am *angespanntesten*, wofür tilgungsfreie Jahre eingebaut werden können.²⁶⁷ Eine andere Möglichkeit, das Projekt in den Anfangsjahren finanziell zu entlasten, ist das Debt Sculpting – eine Anpassung des Darlehensabtrags an die CFADS.²⁶⁸ Der Cash Sweep ist ein anderes alternatives Strukturierungselement. Freie CFs nach Erfüllung der sonstigen Vertragsverpflichtungen werden für Sondertilgungen anstatt Ausschüttungen genutzt. Das verkürzt tendenziell die Finanzierungsdauer und die Zinslast.²⁶⁹ Aus Vereinfachungsgründen werden diese Techniken nicht weiter ausgeführt. Wie im Analysekapitel beschrieben ist eine Bank dazu angehalten, stets mit marktüblichen Größen zu arbeiten. Im vorliegenden Fall führt es durch die Annahme reduzierter OpEx im Base-Case und

²⁶⁵ Eigene Darstellung

²⁶⁶ Eigene Darstellung in Anlehnung an Böttcher, 2019, S. 370.

²⁶⁷ Vgl. Peters, 2017, S. 814 / Böttcher, 2019, S. 386.

²⁶⁸ Vgl. Matzen, 2017, S. 609.

²⁶⁹ Vgl. Peters, 2017, S. 814.

marktgängigen OpEx im Banking-Case zu starken Abweichungen zwischen beiden in den Jahren 1 – 10. Der zweite Knick in den Graphen resultiert aus dem Wegfall des steuermindernden Effektes der AfA für die WKA nach 16 Jahren linearer Abschreibung.²⁷⁰

Insgesamt ist zu konstatieren, dass bereits die Anwendung einer Übertrittswahrscheinlichkeit von 75 % in weiten Teilen zu einem DSCR von $< 1,0$ führt. Finde eine Finanzierung statt und würde ein solches Szenario – oder sogar der Worst-Case – eintreten, fallen der Bank Teile der Kredite aus, wenn die Sponsoren nicht zu Kapitalerhöhungen verpflichtet werden können. Eine solche Kreditanfrage ist somit abzulehnen. Das Institut sollte nun prüfen, unter welchen veränderten Bedingungen eine Finanzierung darstellbar ist. Aus Gründen der Didaktik werden nacheinander einzelne Bestimmungsgrößen auf ihren Einfluss auf die DSCR hin in der Modellierung verändert. Die graphischen Verläufe sind auf der Seite 60 dargestellt. Aus ihnen lassen sich folgende Erkenntnisse schließen:

(i) Schuldendienstreserve:

Bindet man als einzige Änderung die Dotierung einer SDR als Ansparung auf einem Projektkonto ein, erkennt man, dass es eine deutlich positive Auswirkung auf den DSCR-Verlauf hat. Sie wirkt wie eine faktische Ausschüttungssperre. Die SDR aber übermäßig zu erhöhen, ist dadurch weder bei den Sponsoren durchsetzbar noch im Falle starker Ertragseinbußen (Worst-Case) hilfreich. Ohne ausreichenden CF können auch keine Reserven dotiert werden.²⁷¹

(ii) Eigenkapitalausstattung:

Erhöht man das EK zunächst um 50 % (bzw. 100 %), verbessert sich der DSCR-Verlauf deutlich. Bei einer Quote von 40 % (+ 100 % zum Ausgangsfall) können die DSCR-Vorgaben eingehalten werden. Die Sponsoren sind aber nicht daran interessiert, hohe Mengen EK einzubringen.²⁷² Dass eine Bank diese Forderung durchsetzt, ist nicht garantiert.

(iii) Tilgungsfreie Jahre:

Die Reduktion der Anzahl tilgungsfreier Jahre führt dazu, dass die Rückzahlung auf mehr Jahre verteilt und die jährliche Belastung verringert wird.²⁷³ Dieser

²⁷⁰ Vgl. BMF, 2000, S. 3.

²⁷¹ Vgl. Böttcher, 2019, S. 388.

²⁷² Vgl. Nevitt, Fabozzi, 2000, S. 23.

²⁷³ Vgl. Peters, 2017, S. 814 / Böttcher, 2019, S. 386.

Effekt ist von den drei Adaptionen, derjenige mit dem geringsten positiven Einfluss auf den DSCR-Verlauf.

Aus den Beobachtungen kann geschlossen werden, dass aus FK-Gebersicht nur die Erhöhung der EK-Quote als singuläre Adaption dazu führt, dass das Projekt gegen Ertragsminderungen ausreichend robust ist. Diese Maßnahme reduziert die Rendite der EK-Geber gleichwohl am stärksten. Es wird daher im Folgenden eine Kompromisslösung aufgezeigt, die die vorgenannten Maßnahmen im Sinne aller Kapitalgeber optimal miteinander kombiniert, damit am Ende eine positive Kreditentscheidung gefällt werden kann.

Abb. 6.1: SDR bei 50 % des Kapitaldienstes des Folgejahres

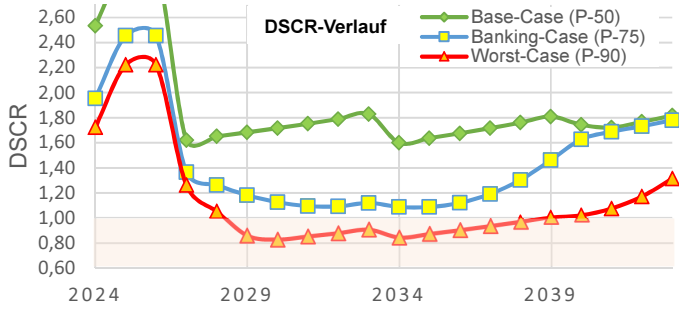


Abb. 6.2: SDR bei 100 % des Kapitaldienstes des Folgejahres

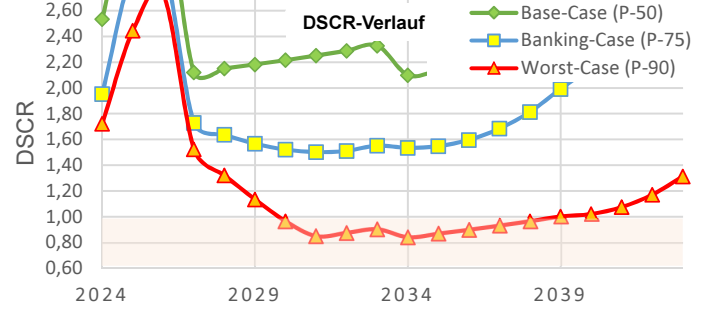


Abb. 6.3: Eigenkapitalquote von 30 %

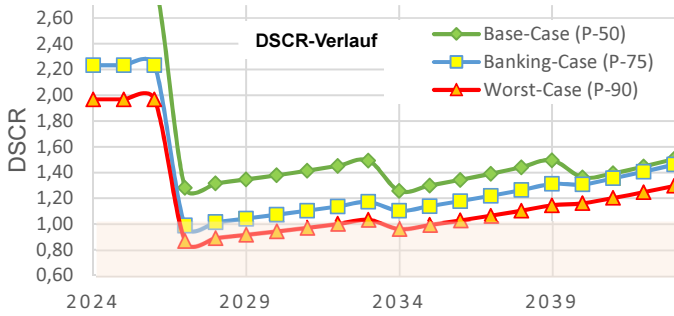


Abb. 6.4: Eigenkapitalquote von 40 %

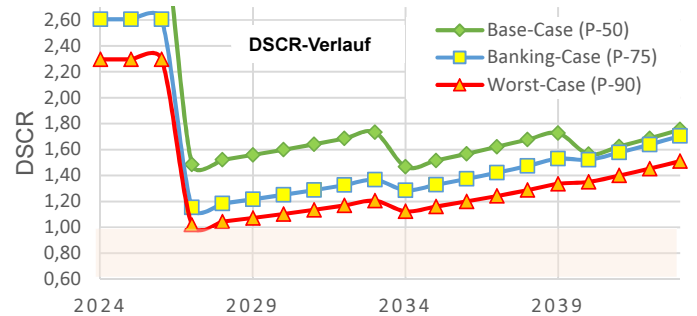


Abb. 6.5: Ein tilgungsfreies Jahr

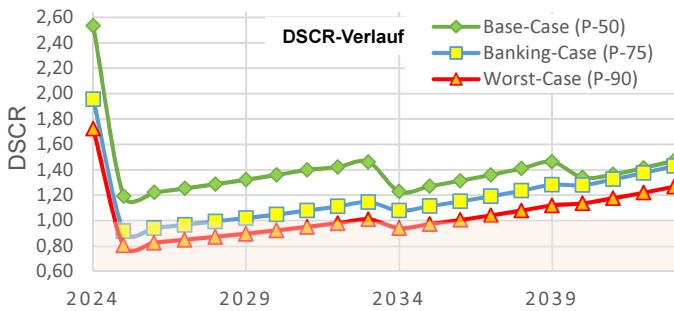
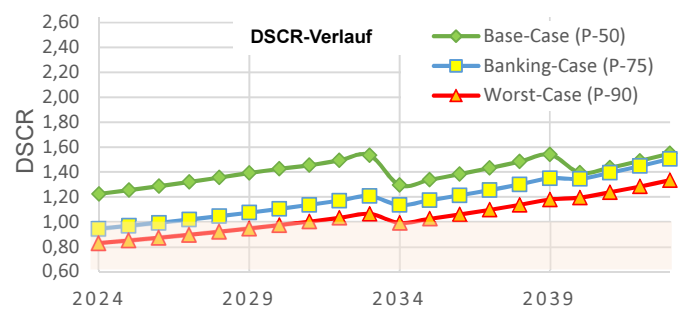


Abb. 6.6 Kein tilgungsfreies Jahr



4.3.2 Kreditwürdiges Zweitangebot

Tab. 7: Rahmendaten eines Windkraftprojektes in Deutschland: Kreditwürdiges Zweitangebot (Base-Case)²⁷⁴

Projektname:	Spessart-Wind
Projektstandort:	Spessart (Mittelgebirge)
Anlagenanzahl:	4
Installierte Leistung:	16,8 MW
Gesamtinvestitionsvolumen:	24.460.800 EUR
Fremdkapitalvolumen:	15.899.520 EUR (65 %)
Eigenkapitalvolumen:	8.561.280 EUR (35 %)
Finanzierungsstruktur:	Rückzahlung über 20 Jahre mit linearem Tilgungsverlauf
Tilgungsfreie Zeit:	Nicht vorgesehen
Schuldendienstreserve:	50 % des Kapaldienstes des Folgejahres
Summe der Betriebskosten (fix):	184.800 EUR (für Jahr 1 -10) 470.400 EUR (für Jahr 11 – 20)
Summe der Betriebskosten (variabel):	109.401 EUR (für Jahr 1 -10) 281.317 EUR (für Jahr 11 – 20)
Inbetriebnahmezeitpunkt:	01.01.2024
Jahresenergieproduktion:	31.257 MWh (P-50 Wert)
Einspeisetarif:	8,00 ct./kWh für 20 Jahre <ul style="list-style-type: none"> - Vereinfachende Annahmen: keine Korrekturen an den Überprüfungszeitpunkten nach § 36 h Abs. 3 Nr. 2 EEG - Korrekturfaktor nach § 36b EEG bezogen auf den Zuschlag von 5,88 ct/kWh für einen typischen Schwachwindstandort in Mitteldeutschland

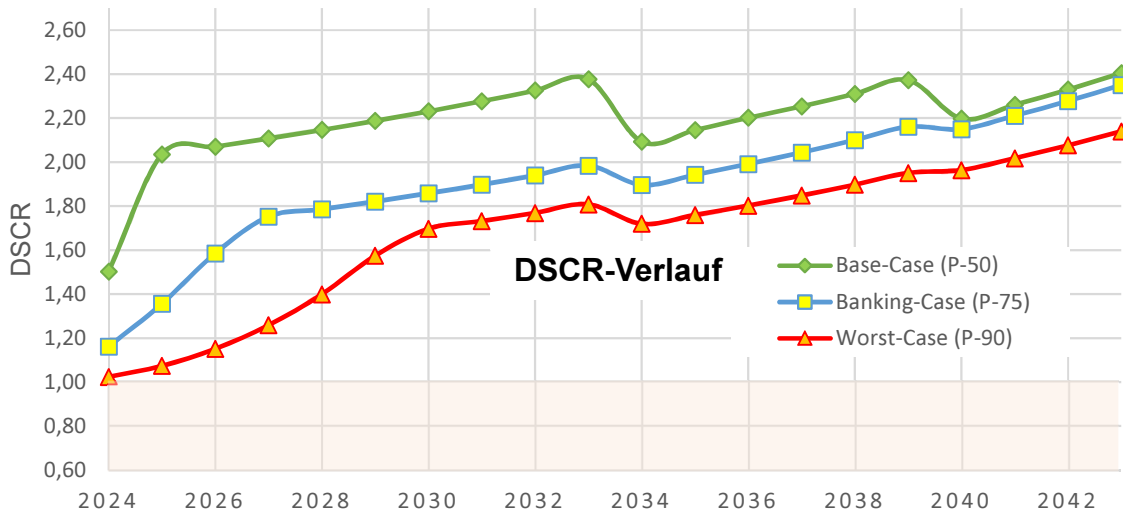
Fett markierte Stellen wurden im Vergleich zum Erstangebot verändert.

Wie der Tabelle zu entnehmen ist, wurden die drei zuvor untersuchten Determinanten so verändert, dass es bei gleicher Bewertung der Ressourcenrisiken zu einer deutlich verbesserten finanziellen Widerstandsfähigkeit des Projekts führt. Eine solche Finanzstruktur geht im Base-Case zwar zu Lasten der Rendite der EK-Geber, erhöht aber deren Sicherheit, sollte sich der Banking-Case (P-75) einstellen. Im schlechtesten Fall verlieren die Sponsoren dennoch einen Teil ihres EK – aber deutlich weniger als auf Basis des Erstangebots. Eine Regionalbank könnte sich unter diesen Umständen durchaus bereiterklären, die Finanzierung zu begleiten. Die Wirtschaftlichkeitsermittlung kommt zu dem Schluss, dass der

²⁷⁴ Eigene Darstellung

Kapitaldienst jederzeit getragen werden kann. Sollte sich der Gremienbeschluss der Bank dieser Auffassung anschließen, können die Kreditverträge auf dieser Grundlage angefertigt werden.

Abb. 7: DSCR-Verläufe für das kreditwürdige Zweitangebot ²⁷⁵



Tab. 8: DSCR-Werte und EK-Ausschüttungen für das Zweitangebot²⁷⁶

	Min. DSCR	Ø DSCR	Ausschüttungen an EK-Geber
Base-Case (P-50)	1,50	2,19	194,13 %
Banking-Case (P-75)	1,16	1,91	114,93 %
Worst-Case (P-90)	1,02	1,68	70,93 %

Inwiefern bankintern von diesen Kennzahlvorgaben abgewichen werden kann, ist klar zu definieren und stets eine Einzelfallentscheidung. Es kann Situationen geben, in denen eine Bank eine Finanzierung bereitstellt, auch wenn das DSCR von 1,0 im Worst-Case unterschritten werden würde. Vereinbarungen können präventive Maßnahmen vorsehen, sollte das Projekt auf ein Worst-Case Szenario zusteuern (z.B. weitere Ausschüttungssperren, Nachschussverpflichtungen von Nachrangkapital-Gebern etc.). Existieren solche Regelungen, handelt es sich im strengen Sinn nicht mehr um eine non-recourse Finanzierung.²⁷⁷

²⁷⁵ Eigene Darstellung

²⁷⁶ Eigene Darstellung

²⁷⁷ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 10. / Böttcher, 2019, S. 376.

4.4 Projektsicherheiten

Für eine Bank sind Sicherheiten im Rahmen einer Projektfinanzierung nicht unwichtig, aber im Vergleich zur CF-Stabilität zweitrangig. Daher ist dieser Aspekt kein Schwerpunkt in dieser Arbeit. Auch ausreichende Sicherheiten führen nicht dazu, dass ein wirtschaftlich ungenügendes Vorhaben kreditwürdig wird. Nichtsdestotrotz ist ihre Bestellung üblich, wobei der Fortführungsgedanke klar im Vordergrund steht. Durch Verpfändungen, Abtretungen und Einstiegsrechte in alle maßgeblichen Projektverträge wird die Bank in die Lage versetzt, bei einem Default-Ereignis die Kontrolle über das Projekt zu erhalten und es eigenständig zum Erfolg zu führen. Grundbucheintragungen von Dienstbarkeiten bzw. Grundschulden, Abtretungen von Vergütungs-, Gewährleistungs- sowie Versicherungsansprüchen und Einstiegsrechte in alle wesentlichen Projektverträge zu Gunsten der finanzierenden Bank sind hierfür klassische Beispiele.²⁷⁸ Ein ähnliches Bild liefern die Befragungen. Demnach werden die individuellen Sicherheitenvereinbarungen so ausgestaltet, dass die finanzierende Bank bei einem Default-Ereignis die Kontrolle über das Projekt erlangen kann.²⁷⁹ Die juristische Sachlage ähnelt in weiten Teilen derjenigen, die bei der Sicherheitenbestellung für andere großvolumige Kredite vorzufinden ist. Einzig bei der Sicherungsübereignung der WKA ist insbesondere rechtlich sicherzustellen, dass die WKA Scheinbestandteile des Grundstücks sind (§ 95 BGB) und nicht in das Eigentum des Grundstückseigentümers nach § 946 BGB übergegangen sind.²⁸⁰

Hinzu kommen vielfältige Covenants, die einzuhalten sind, damit es nicht zur vorzeitigen Fälligkeit oder Kündigung kommt. Im Bereich der Non-Financial Covenants sind Cross-Default-, sowie Change-of-Control-Klauseln, Negativerklärungen und Reporting-Verpflichtungen Standard; Mindestwerte für das DSCR oder die EBITDA-Schulden-Relation sind übliche Financial Covenants. Ein Verletzen der Wohlverhaltensklauseln muss zwar nicht zwangsläufig eine außerordentliche Kündigung nach sich ziehen, dafür aber die Sponsoren zu Gegenmaßnahmen zwingen.²⁸¹

²⁷⁸ Vgl. Nevitt, Fabozzi, 2000, S. 61 f. / Peters, 2017, S. 813 / Michaelsen, 2019, S. 144 / Rabenschlag, Alers, 2019, S. 50.

²⁷⁹ Vgl. Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 20.

²⁸⁰ Vgl. Peters, 2017, S. 816.

²⁸¹ Vgl. Gatti et al., 2007, S. 141 / Peters, 2017, S. 811 / Experteninterviews, Anhang 1, Tab. 20.

5 Kritische Würdigung und Fazit

Der Anspruch dieser Ausarbeitung, einer Regionalbank ein Konzept aufzuzeigen, wonach sie eine valide Kreditentscheidung zur Finanzierung von Windenergievorhaben treffen kann, resultiert aus der Erwägung, dass sich viele regionale Kreditinstitute in diesem Bereich noch nicht auf eine ausreichende Wissensbasis stützen können. Betrachtet man die Komplexität des Aktiv-Geschäftes, ist festzustellen, dass eine ganzheitliche Analyse des dahinterstehenden Erkenntnis- und Entscheidungsprozesses im gegebenen Rahmen nicht möglich ist. Daher liegt der Fokus bewusst auf der Wirtschaftlichkeitsermittlung und -modellierung der Windenergieanlagen. Während in Kapitel 2 die begrifflichen und konzeptionellen Grundlagen dafür gelegt wurden, konnte in Kapitel 3 darauf aufbauend eine umfassende Risikoidentifikation vorgenommen werden. Diese basiert auf dem Gedanken, dass ein erfolgreiches Projekt auf einen stabilen Cash-Flow angewiesen ist. Dementsprechend wurde umfassend erörtert, wie die Ressource Wind verlässlich einzuschätzen ist. Entsprechende fachliche Expertise und moderne Technik machen es möglich, dass eine Bank auf einem entsprechenden Gutachten aufbauend eine weitreichende finanzielle Entscheidung treffen kann. Ebenso konnte aufgezeigt werden, dass die tendenziell wegen fehlender Einnahmen risikanteste Phase – die Bauzeit – durch ein gewisses Maß an limited-recourse Strukturen (Fertigstellungsbürgschaften, Offenlegung etc.) einschätzbar und handhabbar ist. Neben diesen beiden ausführlich behandelten Aspekten wurden auch die Verantwortlichkeiten für die anderen Risikofaktoren auf der Grundlage des Risk-Sharing den geeignetsten Projekt-Stakeholder zugewiesen. Zusammengefasst ist ein solches Projektmanagement eine effiziente Risikominderungstechnik, die es der Bank ermöglicht, sich mit den wirtschaftlichen Gegebenheiten detailliert auseinanderzusetzen. Das methodische Hilfsmittel für eine solche ökonomische Dekonstruktion eines Windenergievorhabens ist die Cash-Flow-Modellierung. Hierfür wurde in Kapitel 4 eine Fallstudie mit realen Daten konstruiert. Das Konzept einer Wirtschaftlichkeitssimulation wurde so entwickelt, dass eine klare Aussage zur finanziellen Tragfähigkeit einer Projektfinanzierung getroffen werden kann. Gleichzeitig ist es durch weitere Analysen in der Lage, Determinanten von großer Wirkung festzustellen und so zu optimieren, dass aus dem anfänglich nicht finanzierungsfähigen Erstangebot ein kreditwürdiger

Kompromissvorschlag entwickelt werden konnte. Genau in dieser Tatsache liegt zum einen die Antwort auf die Forschungsfrage und zum anderen auch die Praxisimplikation der vorliegenden Arbeit. Sie liefert einen geschlossenen konzeptionellen Rahmen, innerhalb dessen spezifische Projektrisiken identifiziert, quantifiziert und reduziert werden können. Auf diesem Ergebnis aufbauend kann anschließend eine Kreditentscheidung getroffen werden. Die Reliabilität wird nicht nur durch eine umfassende Literaturanalyse gestützt. Mit Hilfe der qualitativen Auswertung von zahlreichen Expertenbefragungen wurden Standpunkte aus der Fachliteratur mehrheitlich bestätigt oder durch neue Erkenntnisse ergänzt; widersprüchliche Aussagen waren die Ausnahme. Die Anzahl von zwölf Interviews kann als ausreichend angesehen werden. Mit dem Fortschreiten der Erhebung konnten keine weiteren Informationen zur Beantwortung der Themenfrage gewonnen werden, weswegen zu konstatieren ist, dass eine theoretische Sättigung erreicht wird.²⁸² Einschränkend muss jedoch zu Kenntnis genommen werden, dass manche Expertenmeinungen, die im Hauptteil der Arbeit aufgegriffen werden, aus den zusammenfassenden Tabellen im Anhang teilweise verdichtet hervorgehen. Deren Interpretation und Einbindung in die Themenanalyse war dem Autor v.a. durch das Vorliegen der vollständigen Protokolle möglich. Dass schließlich die Transskripte dieser Arbeit nicht beigelegt werden, ist ein Kompromiss zwischen der Nachvollziehbarkeit bzw. der Interpretierbarkeit der Expertenaussagen einerseits und einem angemessenen Umfang des Anhangs andererseits.

Trotz der erreichten Relevanz mussten bei der Erarbeitung einige Limitationen hingenommen werden. So war es aufgrund des gegebenen Umfangs notwendig für der Wirtschaftlichkeitsanalyse vorgelagerte Aspekte Annahmen zu treffen. Beispielsweise wurde ein genehmigtes Projekt unterstellt, bei dem keine erfolgsversprechenden Einwände oder Klagen vorliegen. Dies ist nicht zwingend realistisch, vermied aber die Auseinandersetzung mit genehmigungsrechtlichen Risiken. Die Einschränkung erscheint akzeptabel, da eine Projektfinanzierung nur durch eine finale behördliche oder richterliche Erlaubnis zur Auszahlungsreife gelangt. Ferner hätte es sich angeboten, die Bedeutung von Projektrisikings genauer zu untersuchen. Auch Besonderheiten im Umgang mit

²⁸² Vgl. Glaser, Strauss, 1998, S. 259.

Bürgerenergiegesellschaften blieben außer Acht. Jedoch ist für beide Themen eine angemessene Rentabilitätsbetrachtung die Ausgangsbasis, weswegen sie additiv zur vorgenommenen CF-Modellierung zu sehen sind. Deren Rationalisierung geht somit nicht zu Lasten der Aussagekraft und der Praxisbedeutung dieser Arbeit. Diese Begründung ist gleichzeitig die Rechtfertigung, die Sensitivitätsanalysen auf die Variation von drei Input-Parametern zu reduzieren. Alle vier genannten Teilbereiche stellen Anknüpfungspunkte für weitere Untersuchungen dar.

In Anbetracht des großen politischen und gesellschaftlichen Willens, mit dem erneuerbare Energien kurz-, mittel- und langfristig ausgebaut werden sollen, muss jede Regionalbank für sich die Frage beantworten, ob und in welchem Umfang sie an diesem Zukunftstrend partizipieren möchte. Aus einer geschäftspolitischen Perspektive stehen einerseits Chancen auf attraktive Aktiv-Volumina in Zeiten fallender oder stagnierender Immobilienfinanzierungen und andererseits neue unbekannte Risiken, deren Handhabung mit Hilfe steigender Fallzahlen und intensiver Vernetzung zwischen den Instituten zu professionalisieren ist. Ausgehend vom Gesichtspunkt des gesellschaftlichen Pflichtgefühls für die Prosperität lokaler Wertschöpfung ist zu hinterfragen, welche Verantwortung Regionalbanken – namentlich Volks- und Raiffeisenbanken sowie Sparkassen – für die Ermöglichung von Windkraft- und ähnlicher EE-Projekten tragen. Letztlich wird die ökologische Transformation in den einzelnen Regionen – und aggregiert auf nationaler Ebene – nur gelingen, wenn der Bankensektor bereit ist, Mittel dafür zur Verfügung zu stellen. Die vorliegende Arbeit liefert ihren Beitrag, die Banken für diese Aufgabe fachlich zu ertüchtigen.

Literaturverzeichnis

- Achenbach**, Wieland / Moormann, Jürgen, / Schober, Holger (Hrsg.) (2004): Sourcing in der Bankwirtschaft, Frankfurt a. M.: Bankakademie Verlag GmbH, 2004
- Ade**, Benjamin / Moormann, Jürgen (2004): Dekonstruktion der Kreditwertschöpfungskette, in: Achenbach, Wieland / Moormann, Jürgen, / Schober, Holger (Hrsg.): Sourcing in der Bankwirtschaft, Frankfurt a. M.: Bankakademie Verlag GmbH, S. 153 – 174, 2004
- Anemos** Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH (Hrsg.) (2019): Bestimmung des Windpotenzials und des Energieertrags von Windenergieanlagen am Standort Großberndten, online im Internet, <https://www.sondershausen.de/auslegungen-bekanntm.html?file=files/sondershausen.de/downloads/stadtverwaltung/auslegungen/2020/Windpark%20Großberndten/Anlage%205%20zur%20Begründung%20der%202.%20Änderung%20des%20B-Planes%20Nr.%204.pdf> vom 30.08.2019, Abfrage vom 30.08.2023
- BaFin** (Hrsg.) (2023): Mindestanforderungen an das Risikomanagement – MaRisk. Erläuterungen zum Rundschreiben 05/2023 (BA) vom 29.06.2023, online im Internet, https://www.bafin.de/SharedDocs/Downloads/DE/Anlage/dl_Anlage_1_2023-06-29-erlaeuterungen_pdf_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abfrage vom 02.08.2023
- Bah**, Isaac (2016): Auf Biegen und Brechen, in: Neue Energie, 03, 2016, S. 36 – 39
- Bantleon**, Ulrich / Schorr, Gerhard (2012): Kapitaldienstfähigkeit: Grundlagen – Ermittlungen – Strategien, Düsseldorf: IDW Verlag, 2012
- Barber**, Sarah et al. (2022): A New Decision Process for Choosing the Wind Resource Assessment Workflow with the Best Compromise between Accuracy and Costs for a Given Project in Complex Terrain, in: Energies, 15 (3), 2022, <https://doi.org/10.3390/en15031110>
- Basel** Committee on Banking Supervision (Hrsg.) (2004): International Convergence of Capital Measurement and Capital Standards, online im Internet <https://www.bis.org/publ/bcbs107.pdf> vom Juni.2004, Abfrage vom 02.08.2023

- Baumgart**, Dirk (2019): Betriebserfahrungen und Betriebskosten, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.) (2019): Handbuch Windenergie (E-Book), 2. Aufl., Berlin: Walter de Gruyter GmbH, 2019, S. 262 – 295, ISBN 978-3-11-058392-2
- Bayerisches Staatsministerium** für Wohnen, Bau und Verkehr (Hrsg.) (2020): Public Private Partnership zur Realisierung öffentlicher Baumaßnahmen in Bayern, online im Internet, https://www.stmb.bayern.de/assets/stmi/buw/bauthemen/ppp/14_ppp-leitfaden_teil2.pdf vom Januar.2020, Abfrage vom 23.08.2023
- Berger**, Ulrich (2023): Generalunternehmervertrag, in: Beck'sche Online-Formulare, 65, 2023, S. 1 – 90
- Betreiber-Datenbasis** (Hrsg.) (2017): Einführung in den BDB-Index der Betreiber Datenbasis(BDB), online im Internet, <http://www.btrdb.de/PDF/Index%20V2017%20Einfuehrung.pdf>, Abfrage vom 11.08.2023
- Betz**, Alfred (1920): Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren, in: Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen, 26, S. 307 – 309
- Böhlmann-Balan**, Antje (2018): Wartungsverträge / Betriebsführungsverträge, in: Maslaton, Martin Prof. Dr. (Hrsg.) (2018): Windenergieanlagen. Ein Rechtshandbuch, 2. Aufl., München: C.H. Beck, 2018, S. 292 – 295
- Böttcher**, Jörg (2019): Projektfinanzierung eines Windparks, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.) (2019): Handbuch Windenergie (E-Book), 2. Aufl., Berlin: Walter de Gruyter GmbH, 2019, S. 7 – 43, ISBN 978-3-11-058392-2
- Böttcher**, Jörg (Hrsg.) (2019): Handbuch Windenergie (E-Book), 2. Aufl., Berlin: Walter de Gruyter GmbH, 2019, ISBN 978-3-11-058392-2
- Bundesfinanzhof** Beschluss vom 24.02.2016, VII R 7/15, BFH, Abfrage vom 14.08.2013
- Bundesgerichtshof** Beschluss vom 27.03.2012, EnVR 8/11, Beck, Abfrage vom 19.08.2023
- Bundesgerichtshof** Urteil vom 10.10.2012, VIII ZR 362/11, BGH, Abfrage vom 14.08.2023
- Bundesgerichtshof** Urteil vom 23.07.2009, VIII ZR 151/08, BGH, Abfrage vom 17.08.2023

Bundesgerichtshof Urteil vom 08.10.2003, VIII ZR 165/01, BGH, Abfrage vom 14.08.2023

Bundesgerichtshof Urteil vom 23.10.1986, VII ZR 48/85, Beck, Abfrage vom 17.08.2023

Bundesministerium der Finanzen Schreiben vom 15.12.2000, IV D 2-S 1551-188/00, B/2-2-337/2000-S 1551, AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter (AfA-Tabelle „AV“), BStBl I 2000, 1532

Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2018): Leitfaden zum Einspeisemanagement. Version 3.0, online im Internet, https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf?__blob=publicationFile&v=3 vom Juni.2018 Abfrage vom 17.08.2023

Bundesregierung (Hrsg.) (2023): Mehr Energie aus erneuerbaren Quellen, online im Internet, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310#:~:text=Steigender%20Strombedarf%20eingerechnet&text=2030%20sollen%20daher%20rund%20600,Bruttostromverbrauch%20von%20etwa%20750%20TWh%20> vom 25.04.2023, Abfrage vom 02.08.2023

Bundesverband der Deutschen Volksbanken und Raiffeisenbanken (Hrsg.) (2023): Zahlen, Daten, Fakten, online im Internet, https://www.bvr.de/Presse/Zahlen_Daten_Fakten vom 04.07.2023, Abfrage vom 23.08.2023

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE) (Hrsg.) (2022): Stellungnahme zum Referentenentwurf zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 (EEG) des BMWK, online im Internet, <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/bee-stellungnahme-zum-referentenentwurf-zum-erneuerbare-energien-gesetz-2023-eeg-des-bmwk> vom 17.03.2022, Abfrage vom 20.08.2023

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) (Hrsg.) (2023a): Homepage des Bundesverband Windenergie, online im Internet, <https://www.wind-energie.de>, Abfrage vom 08.08.2023

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) (Hrsg.) (2023b): Report zur BWE-Umfrage „Servicezufriedenheit, online im Internet, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/20230316_BWE-Service_Umfrage_2022.pdf vom Januar.2023, Abfrage vom 14.08.2023

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) (Hrsg.) (2019): Ringversuch „Auswertung von Windmessdaten 2018/2019“ des Windgutachterbeirates des Bundesverbandes Windenergie e.V., online im Internet, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/beiraete/windgutachterbeirat/20191022_Abschlussbericht_Ringvergleich.pdf vom August.2019, Abfrage vom 11.08.2023

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) (Hrsg.) (2018a): Etablierte Wartungszyklen, hohe technische Verfügbarkeit – Windindustrie hält höchste Sicherheitsstandards ein, online im Internet, <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/etablierte-wartungszyklen-hohe-technische-verfuegbarkeit-windindustrie-haelt-hoechste-sicherheitssta/> vom 28.05.2018, Abfrage vom 14.08.2023

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) (Hrsg.) (2018b): Rückbauverpflichtung bei Windenergieanlagen, online im Internet, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/hintergrundpapiere-oeffentlich/themen/Technik/20180611_bwe_hintergrundpapier_rueckbau.pdf vom Juni.2018, Abfrage vom 22.08.2023

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) (Hrsg.) (2013): Windenergie im Binnenland. Handbuch der Wirtschaftlichkeit und Projektplanung an Binnenlandstandorten (E-Book), Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V., 2013, ISBN 9-783942-579186

Bundesverwaltungsgericht Urteil vom 17.10.2012, BVerwG 4 C 5.11, Beck, Abfrage vom 22.08.2023

Busch, Ralph (2011): Ausgewählte (vertrags-) rechtliche Fragen bei der Errichtung von Offshore-Windparks – Teil 1, in: NZ Bau, 1, 2011, S. 1 – 64

Busche, Jan Dr. (2023): Münchner Kommentar zum BGB, 9. Aufl., München: C.H. Beck, 2023

Büschgen, Hans (1998): Bankbetriebslehre. Bankgeschäfte und Bankmanagement (E-Book), 5. Aufl., Wiesbaden: Gabler, 1998, ISBN 978-3-322-89531-8

- Creswell, John / Clark, Vicki (2011):** Designing and Conducting Mixed Methods Research, 2. Aufl., Thousand Oaks: Sage Publications
- Darmani, Anna / Niesten, Eva / Hekkert, Marko (2017):** Characteristics of investors in onshore wind power in Sweden, in: Environmental Innovation and Societal Transition, 24, 2017, S. 67 – 82
- Davenport, Alan (1961):** The application of statistical concepts to the wind loading of structures, in: Proceedings of the Institution of Civil Engineers, 19 (4), 1961, S. 449 – 472
- Deeg, Richard (1998):** What Makes German Banks Different, in: Small Business Economics, 10, 1998, S. 93 – 101
- Deutsche Bundesbank (Hrsg.) (2022 a):** Geld und Geldpolitik (E-Book), 2022, ISBN 978-3-95729-919-2
- Deutsche Bundesbank (Hrsg.) (2022 b):** Verzeichnis des Kreditinstitute und ihrer Verbände. Bankgeschäftliche Informationen 2 2022 (E-Paper), 01.01.2022, ISSN 0506-7928
- Deutsche WindGuard (Hrsg.) (2019):** Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II e): Wind an Land, online im Internet, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=1 vom März.2019, Abfrage vom 30.08.2023
- Deutscher Bundesrat (Hrsg.) (2022):** Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, Drucksache 162/22, online im Internet, https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2022/0101-0200/162-22.pdf?__blob=publicationFile&v=1 vom 08.04.2022, Abfrage vom 20.08.2023
- Deutscher Bundestag (Hrsg.) (2022):** Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, Drucksache 20/1630, online im Internet, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001630.pdf> vom 02.05.2022, Abfrage vom 20.08.2023

Deutscher Bundestag (Hrsg.) (2016): Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Drucksache 18/8860, online im Internet, <https://dserver.bundestag.de/btd/18/088/1808860.pdf> vom 21.06.2016, Abfrage vom 20.08.2023

Deutsches Institut für Bautechnik (Hrsg.) (2015): Richtlinie für Windenergieanlagen. Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, 2015, Abfrage vom 14.08.2023

Deutscher Sparkassen- und Giroverband (DSGV) (Hrsg.) (2023): Sparkassenrangliste 2022 für DSGV, online im Internet, <https://www.dsgv.de/service/suche.html> vom 06.04.2023, Abfrage vom 23.08.2023

DIN e.V. (Hrsg.) (2019): DIN EN 50588-1:2019-12, VDE Normen Bibliothek, 2019, Abfrage vom 12.08.2023

DIN e.V. (Hrsg.) (2018): DIN EN ISO/IEC 17025:2018-03, VDE Normen Bibliothek, 2018, Abfrage vom 12.08.2023

DIN e.V. (Hrsg.) (2017): DIN EN 61400-12-1:2017, VDE Normen Bibliothek, 2017, Abfrage vom 12.08.2023

DIN e.V. (Hrsg.) (1979): DIN ISO 2533:1979-12, VDE Normen Bibliothek, 1979, Abfrage vom 12.08.2023

EBA (Hrsg.) (2020): Leitlinien für die Kreditvergabe und Überwachung, online im Internet, <https://www.eba.europa.eu/regulation-and-policy/credit-risk/guidelines-on-loan-origination-and-monitoring> vom 29.05.2020, EBA/GL/2020/06, Abfrage vom 02.08.2023

Eggert, Michael et al. (2017): Untersuchungen zur Vergleichbarkeit von instantanen Strömungsgeschwindigkeitsmessungen des bistatischen Doppler-Lidars der PTB und trägheitsbehafteten Messungen eines Schalensternanemometers, online im Internet, <https://www.gala-ev.org/images/Beitraege/Beitraege%202017/pdf/54> von 2017, Abfrage vom 11.08.2023.

Eilenberger, Guido (2020): Bankbetriebswirtschaftslehre: Grundlagen, Internationale Bankleistungen, Bank-Management (E-Book), 8. Aufl., Berlin: De Gruyter, 2012, ISBN: 9783112329429

Enercon (Hrsg.) (2009): 25 Jahre Enercon: Erfolg durch Technologie-Vorsprung, in: Windblatt, 03, 2009, S. 6 – 9

- Enertrag** (Hrsg.) (2019): CfD vs. PPA. Die Entwicklerperspektive, online im Internet, https://www.strommarkttreffen.org/2019-01_Hering_Corporate_PPAs_vs_CfDs_aus_Sicht_eines_Projektierers.pdf vom 19.01.2019, Abfrage vom 21.08.2023
- Europäische Zentralbank** Verordnung vom 16.04.2014, Nr. 468/2014, Abfrage vom 08.08.2023
- Frenz**, Walter (2023): Grundzüge des Klimaschutzrechts (E-Book), 3. Aufl., Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2023, ISBN 978-3-503-21193-7
- Gatti**, Stefano, et al. (2007): Measuring Value-at-Risk in Project Finance Transactions, in: *European Financial Management*, 13 (1), 2007, S. 135 – 158
- Greb**, Klaus Dr. / Boewe, Marius Dr. / Sieberg, Christoph Dr. (2023): BeckOK EEG, 13. Aufl., München: C.H.Beck, 2023
- Hahn**, Michael (2017): Neue Konzepte braucht der Markt, in: *Neue Energie*, 06, 2017, S. 20 – 24
- Hau**, Erich (2014): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit (E-Book), 5. Aufl., Krailling bei München: Springer Vieweg, ISBN 978-3-642-28877-7
- Herrmann**, Nicolai (2019): Windenergie im Stromgroßhandel: Bedeutung und Bewertung von Strommarkterlösen innerhalb und außerhalb von Vergütungssystemen, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.) (2019): *Handbuch Windenergie* (E-Book), 2. Aufl., Berlin: Walter de Gruyter GmbH, 2019, S. 327 – 349, ISBN 978-3-11-058392-2
- Herzarkhani**, Behzad / Nagarajan, Mahesh / Tong, Chunyang (2022): Towards servitization: Optimal Design of uptime-guarantee maintenance contracts (E-Paper), in: *Production and Operations Management*, 31, 2022, S. 3806 – 3822, <https://doi.org/10.1111/poms.13789>
- Hornig**, Julia et al. (2022): Metrologie für die Windenergie: Das neue PTB-Kompetenzzentrum für Windenergie (CCW), in: *PTB Mitteilungen*, 132 (2), 2022, S. 9 – 31, https://www.ptb.de/cms/fileadmin/internet/publikationen/ptb_mitteilungen/mitt2022/Heft2/PTB-Mitteilungen_2022_Heft_2.pdf
- International Electrotechnical Commission** (IEC) (Hrsg.) (2019): Wind energy generation systems – Part 26-1: Availability for wind energy generation systems, VDE Normen Bibliothek, 2019, Abfrage vom 17.08.2023

- Kalmikov**, Alexander (2023): Wind power fundamentals, in: Letcher, Trevor (Hrsg.) (2023), Wind energy engineering. A handbook for onshore and offshore wind turbines, 2. Aufl., London: Academic Press, 2023, S. 23 – 27
- Kaltschmitt**, Martin et al. (2020): Stromerzeugung aus Windenergie, in: Kaltschmitt, Martin / Streicher, Wolfgang / Wiese, Andreas (Hrsg.) (2020): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte (E-Book), 6. Aufl., Hamburg: Springer Vieweg, 2020, S. 461 – 579, ISBN 978-3-662-61190-6
- Kaltschmitt**, Martin / Streicher, Wolfgang / Wiese, Andreas (Hrsg.) (2020): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte (E-Book), 6. Aufl., Hamburg: Springer Vieweg, 2020, ISBN 978-3-662-61190-6
- KfW** (Hrsg.) (2023): Konditionsübersicht für Endkreditnehmer, online im Internet, <https://www.kfw-formularsammlung.de/Konditionenanzeiger/Net/KonditionenAnzeiger> vom 25.08.2023, Abfrage vom 30.08.2023
- Kost**, Christoph et al. (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, online im Internet, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> vom Juni.2021, Abfrage vom 30.08.2023
- Krügler**, Eberhard / Schmitt, Christoph (2013): Projektverträge im Anlagenbau und für vergleichbare Investitionsobjekte (E-Book), Heidelberg: Springer, 2013, ISBN 978-3-642-30791-1
- Leibenger**, Otto (2013): Bürgschaften: Kautionsversicherungen und Avale gezielt einsetzen, in: Betriebswirtschaftliche Beratung, 2, 2013, S. 45 – 53
- Letcher**, Trevor (Hrsg.) (2023): Wind energy engineering. A handbook for onshore and offshore wind turbines, 2. Aufl., London: Academic Press, 2023
- Leutritz**, Stephanie / Herms, Manuela / Richter, Christoph (2018): Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land, in: Maslaton, Martin Prof. Dr. (Hrsg.) (2018): Windenergieanlagen. Ein Rechtshandbuch, 2. Aufl., München: C.H. Beck, 2018, S. 472 – 502
- Lira**, A.G. et al. (o.J.): Uncertainties in the estimate of wind energy production, online im Internet, https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20_lira.pdf, Abfrage vom 11.08.2023

- Mackie**, Colin / Velenturf, Anne (2021): Trouble on the horizon: Securing the decommissioning of offshore renewable energy installations in UK waters, in: Energy Policy, 157, 2021, 1 – 12
- Maslaton**, Martin Prof. Dr. (Hrsg.) (2018): Windenergieanlagen. Ein Rechts- handbuch, 2. Aufl., München: C.H. Beck, 2018
- Matzen**, Frank (2017): Kreditfinanzierung von Energieanlagen, in: Matzen, Frank / Tesch, Ralf (Hrsg.) (2017): Industrielle Energiestrategie. Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes (E-Book), Wiesbaden: Springer Gabler, S. 601 – 626, 2017, ISBN 978-3-658-07606-1
- Matzen**, Frank / Tesch, Ralf (Hrsg.) (2017): Industrielle Energiestrategie. Praxis- handbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes (E-Book), Wies- baden: Springer Gabler, 2017, ISBN 978-3-658-07606-1
- Maurer**, Thomas (2016): Erfolgsfaktoren von Genossenschaftsbanken (E-Book), Dissertation, Chemnitz: Springer Gabler, 2016, ISBN 978-3-658-14989-5
- May**, Nils / Neuhoff, Karsten (2019): Private langfristige Stromabnahmeverträge (PPAs) für erneuerbare Energien: Kein Ersatz für öffentliche Ausschrei- bungen, in: DIW aktuell, 22, 2019, S. 1 – 4, WISO
- May**, Nils / Jürgens, Ingmar / Neuhoff, Karsten (2017): Erneuerbare Energien: Risikoabsicherung wird zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente, in: DIW Wochenbericht, 39, 2017, S. 797 – 808
- Mayring**, Philipp (2022): Qualitative Inhaltsanalyse: Grundlagen und Techniken (E-Book), 13. Aufl., Weinberg: Beltz Verlag, ISBN 978-3-407-25899-1
- Measnet** (Hrsg.) (2016): Evaluation of site-specific wind conditions, online im Internet, https://www.measnet.com/wp-content/uploads/2016/05/Measnet_SiteAssessment_V2.0.pdf vom April.2016, Abfrage vom 11.08.2023
- Michaelis de Vasconcellos**, Harald Dr. (2000): Muss der Anlagenbauer alles wissen?, in: NZ Bau, 8, 2000, 361 – 400
- Michaelsen**, Jörn Dr. (2019): Projektverträge: Generalunternehmervertrag und Wartungsvertrag, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.) (2019): Handbuch Windenergie (E-Book), 2. Aufl., Berlin: Walter de Gruyter GmbH, 2019, S. 105 – 145, ISBN 978-3-11-058392-2

- Mitchell**, Catherine / **Bauknecht**, Dierk / **Connor**, Peter (2006): Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany, in: *Energy Policy*, 34, 2006, S. 297 – 305
- Nevitt**, Peter / **Fabozzi**, Frank (2000): *Project Financing*, 7. Aufl., London: Euro-money Books, 2000
- Nitsch**, Karl Wolfhart (2010): *Bankrecht für Betriebswirte und Wirtschaftsjuristen* (E-Book), 2. Aufl., Bremen: Europäischer Hochschulverlag GmbH & Co. KG, 2009, ISBN 978-3-941482-59-3
- Nordex** (Hrsg.) (2023): *Geschäftsbericht 2022*, online im Internet, https://ir.nordex-online.com/download/companies/nordex/Hauptversammlung/07_Geschaeftsbericht_2022_NordexSE.pdf vom 28.03.2023, Abfrage vom 17.08.2023
- Nordex** (Hrsg.) (2021): *Entwicklung eines ertragsstarken und massereduzierten Onshore Rotors für besonders effiziente Windkraftanlagen in der 3-4 MW Leistungsklasse*, online im Internet, <https://epub.sub.uni-hamburg.de/epub/volltexte/2017/66269/pdf/884856194.pdf>, Abfrage vom 14.08.2023
- Oberlandesgericht Hamm** Urteil vom 03.05.2011, I-21 U 94/10, in: Justiz NRW Rechtssprechungsdatenbank ECLI ECLI:DE:OLG-HAM:2011:0503.I21U94.10.00, Abfrage vom 12.08.2023
- Oberlandesgericht Schleswig** Urteil vom 07.09.2007, 4 U 156/06, Beck, Abfrage vom 17.08.2023
- Oberverwaltungsgericht Lüneburg** Urteil vom 10.01.2017, 4 LC 198/15, Abfrage vom 22.08.2023
- Oertel**, Stefam et al. (2019): Validation of three-component wind lidar sensor for traceable highly resolved wind vector measurements, in: *Journal of Sensors and Sensor Systems*, 8, 2019, S. 9 – 17, <https://doi.org/10.5194/jsss-8-9-2019>
- Peters**, Bernd Dr. (2017): *Windparkfinanzierung und deren Besicherung – unter Einordnung des BGH-Urteils vom 7.4.2017*, in: *WM Zeitschrift für Wirtschafts- und Bankrecht*, 18 (1081), 2017, S. 811 – 818

- Pfaffel**, Sebastian (2020): Unterstützung der Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Zuverlässigkeits- und Performancebenchmarks mittels unternehmensübergreifender Erfahrungsdatenbanken, Dissertation, Linz am Rhein: Fraunhofer-Verlag zur Förderung der angewandten Forschung e.V., 2020
- Portela**, Sigrun / Reineke, Matthias (2018): Windenergieprojekte aus Sicht einer Bank, in: Maslaton, Martin Prof. Dr. (Hrsg.) (2018): Windenergieanlagen. Ein Rechtshandbuch, 2. Aufl., München: C.H. Beck, 2018, S. 472 – 502
- Prandtl**, Ludwig (1904): Über Flüssigkeitsbewegungen bei sehr kleiner Reibung, erstmals veröffentlicht im Rahmen der „Verhandlungen des III. Internationalen Mathematiker-Kongresses, Heidelberg 1904“, online im Internet, <https://www.damtp.cam.ac.uk/user/tong/fluids/prandtl.pdf>, Abfrage vom 08.08.2023
- Quaschnig**, Volker (2019): Regenerative Energiesysteme (E-Book), 10. Aufl., München: Carl Hanser Verlag, ISBN 978-3-446-46114-7
- Rabenschlag**, Karlheinz Dr. / Alers, Moritz (2019): Darstellung und Konzeption eines Due-Diligence-Prozesses, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.) (2019): Handbuch Windenergie (E-Book), 2. Aufl., Berlin: Walter de Gruyter GmbH, 2019, S. 46 – 82, ISBN 978-3-11-058392-2
- Siemens Gamesa** (Hrsg.) (2023): Products and services, online im Internet, <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/service-wind/multibrand>, Abfrage vom 17.08.2023
- Schmidt**, Julian / Weller, Peter (2019): Liegt die Zukunft der Windenergie auf dem Wasser? Das Potenzial und die Herausforderungen von Offshore-Windkraftanlagen, online im Internet, https://opus.htwg-konstanz.de/front-door/deliver/index/docId/2448/file/Offshore-Windenergie_Julian-Schmidt_PeterWeller.pdf von 2019, Abfrage vom 02.08.2023
- Schnorr**, Stephan (2022): Power Purchase Agreements. Stromlieferverträge für Erneuerbare Energien (E-Book), Wiesbaden: Springer Gabler, 2022, ISBN 978-3-658-37910-0
- Schwartz**, Herbert (2019): Wind- und Ertragsgutachten, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.) (2019): Handbuch Windenergie (E-Book), 2. Aufl., Berlin: Walter de Gruyter GmbH, 2019, S. 227 – 261, ISBN 978-3-11-058392-2
- Schwarz**, Christoph / Badia, Elisabeth (2012): Decommissioning of wind farms: Costs and opportunity, DEWEK-Konferenz, 2012

- Stanze, Roland** (2019): Professionelles Management von Fertigstellungsrisiken, in: Böttcher, Jörg (Hrsg) (2019): Handbuch Windenergie (E-Book), 2. Aufl., Berlin: Walter de Gruyter GmbH, 2019, S. 7 – 43, ISBN 978-3-11-058392-2
- Theobald, Christian Dr. / Kühling, Jürgen Dr.** (2023): Energierecht Band 1. Kommentar, 119. Aufl., München: C.H. Beck, 2023
- Urbanke, Claus** (2019): Power Purchase Agreements – Charakteristika und Gestaltungsmerkmale, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.) (2019): Handbuch Windenergie (E-Book), 2. Aufl., Berlin: Walter de Gruyter GmbH, S. 349 – 360, 2019, ISBN 978-3-11-058392-2
- Valov, Boris** (2022): Erzeugungsanlagen mit Nutzung erneuerbarer Energien (E-Book), Wiesbaden: Springer Vieweg, 2022, https://doi.org/10.1007/978-3-658-37791-5_5
- Verein Deutscher Ingenieure e.V.** (Hrsg.) (2011): VDI Richtlinie VDI 3423, VDE Normen Bibliothek, 2011, Abfrage vom 14.08.2023
- Vestas** (Hrsg.) (2023): Anlagentechnologie, online im Internet, <https://www.vestas.de/de-de/anlagentechnologie/buergerenergie>, Abfrage vom 17.08.2023
- Wilhelm, Paul et al.** (2021): High Spatial and Temporal Resolution Bistatic Wind Lidar, in: Applied Sciences, 11 (16), 2021, <https://doi.org/10.3390/app11167602>
- Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages** (Hrsg.) (2009): Bankensystem und Bankenaufsicht in Deutschland, online im Internet, <https://www.bundestag.de/resource/blob/409624/7592c651aef84a826a8e2251d4d676ff/WD-4-094-09-pdf-data.pdf> vom 02.07.2009, Abfrage vom 31.07.2023.
- Wittgen, Robert** (1970): Moderner Kreditverkehr, München: Verlag Moderner Industrie, 1970
- Wüstenhagen, Rolf / Menichetti, Emanuela** (2012): Strategic choices for renewable energy investment: Conceptual framework and opportunities for further research, in: Energy Policy, 40, 2012, S. 1 – 10