

Bankgeschäfte zwischen Markt, Regulierung und Insolvenz

Festschrift für Hans-Jürgen Lwowski zum 75. Geburtstag

von

Prof. Dr. Georg Bitter, Prof. em. Dr. Claus Ott, Herbert Schimansky

1. Auflage



Verlag C.H. Beck München 2014

Verlag C.H. Beck im Internet:

www.beck.de

ISBN 978 3 406 67250 7

Zu [Inhaltsverzeichnis](#)

schnell und portofrei erhältlich bei beck-shop.de DIE FACHBUCHHANDLUNG

BERND PETERS

Projektfinanzierungen und Besicherungen bei Onshore-Windparks

I. Einleitung

Ersteller und Betreiber der deutschen Onshore-Windenergieprojekte sind regelmäßig sogenannte Special Purpose Vehicles (Einzweckgesellschaften – SPV), die den ausschließlichen Zweck des Erstellens und Betriebens ihres Windparks haben.

Das für die Erstellung des Windparks benötigte Kapital setzt sich typischerweise aus Eigen- und Fremdkapital zusammen:

Das Eigenkapital wird dabei von hinter dem SPV stehenden Investoren/Sponsoren/Gesellschaftern aufgebracht. Neben der Einbringung von („hartem“) Eigenkapital in das SPV kommt auch die Gewährung von Gesellschafterdarlehen in Betracht, die gegenüber dem Fremdkapital nachrangig gestellt werden.¹

Die Herauslegung des Fremdkapitals durch das/die finanzierende(n) Kreditinstitut(e) erfolgt an das jeweilige SPV, die dahinterstehenden Personen übernehmen in der Regel keine weitere Haftung. Aus diesem Grund spricht man auch von Non-recourse-Finanzierungen.

Das für die Erstellung und den Betrieb der Onshore-Windparks in Deutschland herausgelegte (Fremdkapital-) Finanzierungsvolumen bewegt sich mittlerweile im mehrstelligen Milliarden-Euro-Bereich.

Aus den Cashflows des Projekts, die aus dem Verkauf des produzierten Stromes resultieren, sind vornehmlich die Kosten, der Schuldendienst, die Ansparung von Reserven (z. B. für windschwache Jahre und Reparaturen) sowie möglichst die von den Investoren erwartete Eigenkapitalverzinsung zu bedienen.

Damit der Betrieb des Windparks und damit die Cashflows über die benötigte Zeit sichergestellt sind, hat das SPV über alle Vermögensgegenstände sowie Rechte zu verfügen, die für den Windparkbetrieb erforderlich sind (Projektsicherung).

Im Rahmen der Beurteilung der Finanzierbarkeit eines Windparkprojektes spielen die zu erwartenden Cashflows sowie die Absicherung des Windparkbetriebes über die ins Auge gefasste Laufzeit des Projektes und damit auch die dazugehörigen Vertragsbeziehungen des SPV zu Dritten (z. B. Anlagenhersteller, Stromabnehmer, Grundstückseigentümer, Dienstleister, Versicherer) sowie die Besicherung des Fremdfinanzierers eine maßgebliche Rolle.

Besonderes Augenmerk ist auf eine Finanzierung der Phase der Erstellung des Windparks (Bauphase) zu richten, da zu dieser Zeit ja noch keine Cashflows erwirtschaftet werden. Die Prüfung vor einer ersten Valutierung einer Bauphasen-Finanzierung befasst sich daher insbesondere damit, ob hinreichend gesichert ist (mit entsprechender Besicherung des Fremdfinanzierers), dass das SPV zu einem (möglichst) festen Zeitpunkt und zu (möglichst) vorab festgelegten Kosten in der Lage sein wird, den Windpark zu betreiben und damit die (prognostizierten) Cashflows zu erwirtschaften. Gegenstand dieser Prüfung sind vor allem das Vorliegen der erforderlichen Genehmigungen, die entsprechende Ausgestaltung der Verträge mit den Herstellern/Lieferanten der Anlagen und der Infrastruktur

¹ Angesichts eines solchen Rangrücktrittes kann das durch den Rangrücktritt begünstigte finanzierende Kreditinstitut derartige Gesellschafterdarlehen ähnlich wie Eigenkapital behandeln.

(Umspannwerke, Übergabestationen, Kabel) und deren Bonität, der (Nutzungs-) Verträge mit den Grundstückseigentümern einschließlich der grundbuchlichen Absicherungen des Windparkbetriebes, die Windgutachten zur Abschätzung des Windaufkommens in Nabenhöhe (einschließlich der „Verlässlichkeit“ der betreffenden Gutachter) und damit die zu erwartenden Cashflows sowie die weiteren Verträge mit Versicherern und Dienstleistern.

Um etwaige Unsicherheiten und Unwägbarkeiten abfedern zu können, findet man in Bauphasen auch Limited-recourse-Strukturen, die einen Rückgriff auf die Investoren oder auch weitere Dritte in bestimmten, oftmals durch sog. Covenants definierten Fällen ermöglichen. Dabei geht es z. B. um Überschreitungen der geplanten Kosten oder um Verfehlungen der eingeplanten Höhe der Einspeisevergütung durch eine verzögerte Inbetriebnahme. Dadurch werden dann insbesondere Pflichten der Investoren/Gesellschafter zu Nachschüssen/Eigenkapitalerhöhungen ausgelöst. Mit Blick darauf, dass derartige Verzögerungen seitens der Anlagenhersteller verursacht werden, kommen auch Regelungen in den Verträgen mit den Herstellern zu Anpassungen der Herstellerpreise oder Strafzahlungen in Betracht.

Welche Rollen bzw. Funktionen die Kreditinstitute als Fremdfinanzierer innehaben, hängt insbesondere von der „Größe“ und der Komplexität der Projektfinanzierungen ab.² „Kleinere“ überschaubare Projektfinanzierungen³ werden i. d. R. von einem Kreditinstitut allein begleitet und finanziert. Bei „größeren“ komplexen Projektfinanzierungen⁴ sind sogenannte Club Deals oder syndizierte Transaktionen üblich.

Bei einem Club Deal wird die Finanzierung von vornherein durch mehrere Kreditinstitute begleitet, wobei eines oder auch mehrere der Kreditinstitute die koordinierende Rolle übernimmt/übernehmen (Mandated Lead Arranger – MLA).

Wird zunächst ein Kreditinstitut allein mit der Finanzierung befasst, das sich erst später weitere Finanzierungspartner sucht, die Teile der Kreditmittel bzw. des Kreditrisikos übernehmen, spricht man von einer syndizierten Transaktion. Ansprechpartner des Kreditnehmers/SPV bleibt dann regelmäßig dieses („erste“) Kreditinstitut. Eine syndizierte Transaktion kann im Wege eines underwriting oder auf best effort-Basis erfolgen. Bei einem underwriting sagt das arrangierende Kreditinstitut die benötigten Kreditmittel verbindlich zu und sucht dann Partner, die einen Teil der Kredite/des Risikos übernehmen. Bei einer Syndizierung auf best effort-Basis bezieht sich die Zusage des arrangierenden Kreditinstitutes (nur) auf einen Teil der benötigten Kreditmittel. Das arrangierende Kreditinstitut sieht sich sodann im Markt nach weiteren Kreditinstituten um, die Interesse an der Herauslegung der insoweit noch ausstehenden Teile der Kreditmittel haben, um entsprechende Zusagen zwecks Sicherstellung der Gesamtfinanzierung des Projektes zu erhalten.

Bei komplexeren Transaktionen bedient sich der Kreditnehmer oder Sponsor im Vorfeld des Syndizierungsprozesses häufig eines Financial Advisors, der die Finanzierbarkeit/Syndizierbarkeit der Transaktion hinsichtlich Projektparametern, Bepreisung, Covenantstrukturen, etc. prüfen und sicherstellen soll.

II. Zahlen zur Windenergie

Die Daten zur Onshore-Windenergie-Nutzung in Deutschland, Stand 31.12.2013, sind beeindruckend, obwohl auch insoweit die Finanz- und Wirtschaftskrise Spuren hinterlässt.

Deutschland nimmt trotz seiner begrenzten Flächen nach den Zahlen per Ende 2013 im Hinblick auf die installierte Onshore-Windenergie-Gesamtkapazität im weltweiten Vergleich den 3. Platz hinter China und USA ein.

² Vgl. *Valdez/Molyneux*, An Introduction to Global Financial Markets, 6. Aufl. 2010, S. 124 ff.

³ Grobe derzeitige „Richtschnur“: bis ca. max. 50 Mio. EUR.

⁴ Derzeit also ab ca. 50 Mio. EUR.

Begonnen hat diese Entwicklung Ende der Achtziger/mit Beginn der Neunziger Jahre und lange Zeit lag Deutschland im Hinblick auf die installierte Gesamtkapazität sogar ganz vorn und wurde teilweise als „Wind-Weltmeister“ tituliert.⁵ Nach dem Stand per 31.12.2013 stehen und drehen sich in Deutschland 23.645 Onshore-Windenergieanlagen mit einer Gesamtkapazität von 33.730 Megawatt (MW), was durchschnittlich rd. 1,43 MW pro Anlage entspricht.

Zum Vergleich: Von der Windenergie-Gesamtkapazität aller Länder der Welt Ende 2013 von 318.137 MW entfielen auf Deutschland (Onshore) – wie gesagt – 33.730 MW, was rund 11% der weltweiten Gesamtkapazität ausmacht.

Die Daten zu den insoweit führenden „Wind-Länder“, auf die rd. 85% der weltweit installierten Kapazität entfallen, sehen per Ende 2013 wie folgt aus:

– China	91.424 MW
– USA	61.091 MW
– Deutschland	33.730 MW
– Spanien	22.959 MW
– Indien	20.150 MW
– Großbritannien	10.531 MW
– Italien	8.552 MW
– Frankreich	8.254 MW
– Canada	7.803 MW
– Dänemark	4.772 MW

Die Windenergie hatte 2013 einen Anteil von 8,4% an der Bruttostromerzeugung in Deutschland.⁶ Bis Ende 2012 wurden von der Windbranche rd. 117.900 Arbeitsplätze (inkl. Offshore) deutschlandweit geschaffen.⁷

III. Strukturierung der Finanzierung

Die Herausforderung bei der Strukturierung der Projektfinanzierungen liegt darin, die (Fremd-) Finanzierer- und die Gesellschafter-/Investoreninteressen jeweils angemessen zu berücksichtigen und in Einklang zu bringen.⁸

Wesentliche Gesichtspunkte sind insbesondere die Sicherstellung des Schuldendienstes (Fremdkapitalbedienung) neben der Bedienung der betriebsnotwendigen Kosten sowie die Berücksichtigung des Gesellschafter-/Investoreninteresses an entsprechenden Ausschüttungen (Eigenkapitalverzinsung) unter der Maßgabe, dass das Projekt die Planungsparameter (weitgehend) einhält. Dabei ist auch zu beachten, dass der (künftige) Fremdkapitaldienst nicht durch (vorzeitige) unangemessene Ausschüttungen gefährdet wird. Ein weiterer ausschlaggebender Punkt ist die Besicherung der finanzierenden Kreditinstitute an allen zum (Weiter-) Betrieb des Windparks erforderlichen Rechten und Vermögenswerten (Ringfencing).

⁵ Siehe z. B. Neue Energie 5/2001, S. 10.

⁶ Statistisches Bundesamt (abrufbar über die Internet-Seite). <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html>.

⁷ Zu den vorstehenden Zahlenwerken siehe z. B. Global Wind Energy Council (GWEC), Global Wind Statistics 2013 (Stand: 5.2.2014 – abrufbar über die Internet-Seite www.gwec.net unter „Global Figures“ und dort unter „Global Statistics“), Deutsche WindGuard GmbH, Status des Windenergieausbaus in Deutschland, Jahr 2013 (abrufbar über die Internet-Seite: www.windguard.de unter „Presse/Veröffentlichungen“), die Website der World Wind Energy Association (abrufbar über www.wwindea.org) sowie die Website des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (abrufbar unter www.wind-energie.de – dort unter dem Stichwort „Statistiken“).

⁸ Zu Besonderheiten bei Projektfinanzierungen von Bürgerwindparks: *Knütel/Luh* EuWZ 2014, 255 ff.

Die bei der Beurteilung einer Projektfinanzierung und deren Strukturierung einfließenden Aspekte sind mithin vielfältig. Zur Veranschaulichung wird nachstehend auf ein paar wesentliche exemplarisch eingegangen.⁹

1. Projektwertermittlung – Verschuldungsfähigkeit

Sowohl für den Projektwert als auch für die Verschuldungsfähigkeit des Projektes spielen die unter konservativen Annahmen nachhaltig zu erwartenden, abgezinsten Cashflows, die für den Kapaldienst zur Verfügung stehen (Cash Flow Available for Debt Service – CFADS), die entscheidende Rolle.

Die Systematik der Ermittlung des CFADS sieht wie folgt aus:

- Einnahmen aus dem laufenden Windparkbetrieb (Strommenge x Strompreis)¹⁰
- zuzüglich
- Zinseinnahmen aus Projekt- und Reservekonten
- zuzüglich
- Entschädigungen als Ausgleich für entgangene Stromerlöse¹¹
- zuzüglich
- Steuererstattungen¹²
- abzüglich
- Operative Kosten¹³
- abzüglich
- Liquiditätswirksame Steuern/Abgaben

Für die Abzinsung/Barwertermittlung kommt im Rahmen der Berechnung der Verschuldungsfähigkeit die Verwendung entweder des Fremdkapitalzinssatzes oder des gewichteten Zinssatzes des Kapitals, das sich aus Eigen- und Fremdkapital zusammensetzt (sog. weighted average cost of capital – WACC), in Frage. Der Projektwert wird an Hand des WACC ermittelt.¹⁴

Für die Ermittlung des Projektwertes werden die CFADS über den *Zeitraum der gesicherten Projektlaufzeit* zugrunde gelegt.

Bei der Berechnung der Verschuldungsfähigkeit des Projektes (obere Grenze des „Beleihungswertes“ aus Fremdfinanziersicht) wird quasi ein „Puffer“ (*Restrukturierungsreserve*) berücksichtigt.

Der augenfällige Unterschied zwischen dem Projektwert und der Verschuldungsfähigkeit liegt vereinfacht gesprochen darin, dass zur Ermittlung der Verschuldungsfähigkeit von dem Projektwert eine Restrukturierungsreserve „abgezogen“ wird. Insofern werden die CFADS eines bestimmten Zeitraumes (Restrukturierungszeitraum), beispielsweise der letzten drei

⁹ Zur finanziellen Strukturierung bei Projektfinanzierungen im Einzelnen z. B. *Gillmann* in Gerhard/Rüsch/Sandhövel, Finanzierung Erneuerbarer Energien, 2011, S. 595 (604 ff.); *Lange* in Gerhard/Rüsch/Sandhövel, Finanzierung Erneuerbarer Energien, 2011, S. 643 ff.; *Wörtmann* in Gerhard/Rüsch/Sandhövel, Finanzierung Erneuerbarer Energien, 2011, S. 805 ff.; *Röver* in Siebel/Röver/Knütel, Rechtshandbuch Projektfinanzierung und PPP, 2008, S. 489 ff.

¹⁰ Ausgehend von den Gutachten für die Abschätzung der zu erwartenden Strommenge sowie des jeweiligen Preisregimes für den Strompreis werden konservative Werte angesetzt. Zum Preisregime noch sogleich. Hinsichtlich der Strommenge wird mit Eintrittswahrscheinlichkeiten gerechnet, üblicherweise mit sogenannten P75 oder P90-Werten, d.h. mit Strommengen, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 75% bzw. 90% erreicht/überschritten werden – vgl. z. B. *Millborough*, How to measure up to expectations, WindPower Monthly, 21.7.2010.

¹¹ Insbesondere aus Betriebsunterbrechungsversicherungen und Verfügbarkeitsgarantien.

¹² Allerdings ohne etwaig vorfinanzierte Mehrwertsteuererstattungen.

¹³ Sämtliche Betriebskosten, insbesondere resultierend aus Grundstücksmiet-, Instandhaltungs-/Wartungs-, Versicherungs-, Betriebsführungsverträgen sowie Eigenstromkosten.

¹⁴ Auf weitere Einzelheiten wie die Berücksichtigung von Steuern bei dieser Ermittlung soll hier nicht näher eingegangen werden.

Jahre, bei der Ermittlung der Verschuldungsfähigkeit nicht berücksichtigt. Die jeweilige Höhe des Restrukturierungspotenzials kann mithin aus dem Vergleich des Projektwertes zu einem bestimmten Zeitpunkt (als Barwert der verbleibenden CFADS) mit dem noch offenen Kreditbetrag zum selben Zeitpunkt abgeschätzt werden.

Die Ermittlung der Verschuldungsfähigkeit basiert darauf, dass bei einem „default“, insbesondere durch Nichtbedienung des Schuldendienstes, nicht die Sachwerte des Windparks (Windenergieanlagen, ggfs. Umspannwerke, Kabel, etc.) zwecks Zerschlagung im Vordergrund stehen, sondern der „Going Concern-Wert“ bei Weiterführung und die hierdurch zu erzielenden Cashflows.

Da für die Erarbeitung der Finanzierungsstruktur maßgeblich ist, dass eine Rückzahlung der Finanzierung in möglichst allen zu antizipierenden Fällen gewährleistet ist, werden die für die zu erwartenden Cashflows zunächst zugrunde gelegten Annahmen anhand sogenannter adverser Szenarien gestresst. Unsicherheiten, wie insbesondere bei der Windmenge oder bei den Abnahmepreisen für den produzierten Strom, führen zu geringeren nachhaltigen Cashflows. Können diese Unsicherheiten reduziert werden, z. B. durch mehrere Windgutachten anerkannter Sachverständige sowie festgelegte Preise (Einspeisetarife) oder Mindestpreise für die Abnahme des Stromes, wirkt sich das im Ergebnis auf die Verschuldungsfähigkeit günstig aus.

Der Preisfindungsmechanismus für die Abnahme des produzierten Stromes ist insoweit also sensibel:

In dieser Hinsicht ist ein „fester“ Strompreis grundsätzlich hilfreich, wie in dem ursprünglichen Stromeinspeisegesetz und zunächst auch im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt, nämlich in Form der Verpflichtung des Netzbetreibers, über den gesetzlich festgelegten Zeitraum den Strom zu einem gesetzlich festgelegten Preis abzunehmen.¹⁵

Ein System der Wahlmöglichkeit zwischen dem Verkauf des Stromes an Dritte (Direktvermarkter) und des Verkaufes des Stromes zu einem festgelegten Preis an den Netzbetreiber, in dem der Anlagenbetreiber von vornherein auch die EEG-Vergütung wählen oder nach einer Direktvermarktung wieder in die EEG-Vergütung zurückwechseln kann (bisherige EEG-Rechtslage), wirkt sich auf die Verschuldungsfähigkeit ebenfalls günstig aus. Denn dann kann mit der EEG-Vergütung jedenfalls als „baseline“ kalkuliert werden.

Nach der neuen Fassung des EEG (2014)¹⁶ ist der Anlagenbetreiber im Grundsatz verpflichtet, sich einen Direktvermarkter als Kontrahenten zu suchen. Die Ermittlung der Höhe der Einspeisevergütung und der insoweit vom EEG 2014 geförderten Dauer ist von recht komplizierten gesetzlichen Regelungen abhängig,¹⁷ die der Ausgangspunkt für die entsprechende vertragliche Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter sind. Ist der Direktvermarkter nicht in der Lage, zu einem Zeitpunkt X diesen Vertrag (weiter) zu erfüllen, ist vorgesehen, dass der Netzbetreiber den produzierten Strom für 80% der Einspeisevergütung abnimmt (Verringerung um 20% – siehe § 38 Absatz 2 EEG 2014). In welchem Ausmaß sich die darin widerspiegelnden Unsicherheiten (Bonität der Direktvermarkter – zumindest zeitweise evtl. nur Stromerlöse in Höhe von 80% der Einspeisevergütung¹⁸) sich auf die Verschuldungsfähigkeit der Windparkprojekte auswirken, muss erst noch die Praxis zeigen.¹⁹

¹⁵ Selbstverständlich ist auch die konkrete Höhe des Abnahmepreises für das Ergebnis der zu ermittelnden Verschuldungsfähigkeit von ausschlaggebender Bedeutung.

¹⁶ BGBl. 2014, Teil I Nr. 33 vom 24.7.2014, S. 1066 ff.

¹⁷ In bestimmten Teilen erst zu einem für eine Projekt- und Finanzierungs-kalkulation sehr späten bzw. genauer gesagt zu späten Zeitpunkt (bspw. Überschreitung des „Zielzubaukorridors – vgl. § 26, § 29 und § 49 EEG 2014).

¹⁸ Es dürften sich u.a. folgende Fragen dabei stellen: Finde ich beim Ausfall „meines“ Direktvermarktens einen neuen? Wenn ja, wie lange dauert das? Und wenn das klappt, zu welchen Konditionen?

¹⁹ All diese Unsicherheiten und Risiken haben auch Auswirkungen auf die Projektqualität, das hierfür zu ermittelnde Projektrating und auf den für die Fremdkapitalmittel zu zahlenden „Preis“ = Höhe der Zinsen.

2. Rückzahlungsplan – Tilgungsprofil

Die Verschuldungsfähigkeit gibt zwar Aufschluss über die max. Höhe der etwaigen Fremdfinanzierung, nicht aber über einen „passenden“ Rückzahlungsplan. Mit Blick hierauf wird der Schuldendienstdeckungsgrad (Debt Service Coverage Ratio – DSCR) ermittelt und herangezogen. Der DSCR wird i. d. R. auf Jahresbasis²⁰ aus den auf gleicher Grundlage gegenübergestellten CFADS (s.o.) und dem Schuldendienst wie folgt berechnet:

$$\text{DSCR} = \text{CFADS} : \text{Schuldendienst}$$

Bei einem DSCR von 1,0 reicht der verfügbare Cashflow gerade zur Deckung des Schuldendienstes (Zins und Tilgung) des jeweiligen Jahres.

Als Maßstab für den zu erstellenden Rückzahlungsplan dient insofern der DSCR, der in jedem einzelnen Jahr der Finanzierung über einer zu vereinbarenden Grenze zu liegen hat. Je nach Sachlage und Kreditpolitik des Fremdfinanzierers käme z. B. ein $\text{DSCR} \geq 1,1$ im P90-Fall in Betracht.

Mit einer solchen DSCR-Anforderung soll erreicht werden, dass die Leistung des Kapitaldienstes über die gesamte Finanzierungszeit auch gewährleistet ist.

Bei einer klassischen Ratentilgungsstruktur, wie bei KfW-refinanzierten Darlehen zu finden, orientiert sich die Tilgung (ausgehend von der DSCR-Anforderung) an dem Cashflow des ersten Jahres. Da bei Ratentilgungsverläufen der Kapitaldienst in den ersten Jahren am höchsten und bei Windparkprojektfinanzierungen von relativ konstanten Cashflows auszugehen ist, werden die DSCRs „besser“, je länger die Finanzierung läuft.

Anders herum betrachtet heißt das aber auch, dass Ratentilgungsstrukturen gerade eingangs der Finanzierung, in den ersten Jahren, störanfällig sind und nicht selten unter Druck geraten, wenn Planabweichungen beim Cashflow (z. B. wegen verspäteter Inbetriebnahme oder in dieser Zeit schwächeren Windverhältnissen) auftreten. Dies führt in solchen Fällen dann auch dazu, dass keine Liquidität für Ausschüttungen an die Gesellschafter/Investoren zur Verfügung steht.

Diese Problematik „angespannter“ DSCRs in den ersten Finanzierungsjahren kann zum einen durch tilgungsfreie Jahre bei den Ratentilgungsstrukturen und zum anderen dadurch gelöst werden, dass ausgehend von den CFADS die Tilgung so strukturiert wird, dass sich „glatte“, gleichbleibende DSCRs ergeben (Sculpting).

Im Vergleich zur Ratentilgung gibt es Vor- und Nachteile des Sculptings: Aus Fremdfinanzierersicht wird der „Druck“ auf die Finanzierung aus den Anfangsjahren genommen, so dass die Gefahr eines unliebsamen Nachjustierens der Finanzierung oder gar eines defaults gleich in den Anfangsjahren deutlich verringert wird. Die „geglättete“ Tilgungsstruktur führt (über den Finanzierungszeitraum betrachtet) tendenziell zu höheren Restschulden, was einerseits über die dadurch anfallenden höheren Zinsen höhere Erträge und damit einhergehend, sozusagen als „Kehrseite der Medaille“, andererseits (über den Zeitverlauf betrachtet) ein höheres Risiko-Exposure nach sich zieht (die durchschnittliche Verschuldung ist höher). Aus Gesellschafter-/Investorensicht kann das Sculpting Ausschüttungen zu einem früheren Zeitpunkt ermöglichen (im Wege einer quasi „Ausschüttungsglättung“ über den Zeitlauf), da im Vergleich zur Ratentilgungsstruktur Tilgungsanteile auf spätere Jahre verlagert werden.

Als spezielles Strukturierungselement bei der Erarbeitung der Tilgungsstruktur wird teilweise vereinbart, dass die nach den maßgeblichen vertraglichen Regelungen (dazu sogleich nachfolgend) eigentlich „freien“ Teile des Cashflows, über die das SPV also „frei“ verfügen könnte (z. B. für Ausschüttungen an die Gesellschafter/Investoren), ganz oder zum Teil zur

²⁰ Auch als ADSCR – Annual Debt Service Coverage Ratio bezeichnet. Ergänzend werden in diesem Zusammenhang teilweise der HDSCR – Historic Debt Service Coverage Ratio (= ADSCR berechnet auf die vorangegangenen 12 Monate auf Basis der Istzahlen) und der FDSCR – Forward Debt Service Coverage Ratio (= ADSCR berechnet auf die folgenden 12 Monate auf Basis des aktuellen Liquiditätsplans) verwandt.

vorzeitigen Tilgung eingesetzt werden (Cash Sweep). Über diesen Mechanismus kann erreicht werden, den in Anspruch genommenen Kreditbetrag über die Regeltilgung hinaus zu reduzieren, was sich günstig auf die Zinslast auswirkt. Je nach Festlegung der Bedingungen des Cash Sweeps kann das auch zur Verkürzung der Finanzierungslaufzeit führen.

3. Cash Waterfall

Typische Begleitmerkmale einer Projektfinanzierung sind zum einen, dass das SPV sämtliche (Projekt-) Konten bei dem finanzierenden Kreditinstitut zu führen hat und zum anderen, dass zwischen dem SPV und dem Kreditinstitut Vereinbarungen über die Verwendungsreihenfolgeder verfügbaren Cashflows während der Finanzierungszeit getroffen werden (Cash Waterfall).

Diese Cash Waterfall-Vereinbarungen beinhalten regelmäßig den Einsatz der Cashflows für die vorrangige Bedienung der notwendigen Betriebskosten (z. B. Grundstücksmieten, Instandhaltungs-/Wartungsvertrags-, Versicherungs-, Betriebsführungsentgelte), des Schuldendienstes und der Ansparung von Reserven/Absicherungen (z. B. für Avale, außerplanmäßige Abläufe,²¹ Aufwendungen, Reparaturen), bevor „freie“ Verwendungen, z. B. für Ausschüttungen an die Gesellschafter/Investoren, erfolgen können.

4. Verwendungs-/Ausschüttungssperren

Mit Blick auf während der Finanzierungszeit ggfs. nicht voraussehbar auftretende Unsicherheiten im Projekt, werden weitere Voraussetzungen für „freie“ Verwendungen, insbesondere in Form von Ausschüttungen an die Gesellschafter/Investoren, vereinbart; zum Teil sind diese auch bereits in den Regelungen zum Cash Waterfall enthalten. Hierzu gehört regelmäßig, dass der Schuldendienst vereinbarungsgemäß erbracht wird, der DSCR²² über einer bestimmten Schwelle liegt, die vereinbarten Reserven angespart sind und keine Kündigungsgründe vorliegen.

5. Sicherheiten und Vertragseintritts-/übernahme-/übertragungsrechte

Bei der Besicherung des finanzierenden Kreditinstitutes an dem Projekt, aus dessen Erträgen die Finanzierung zurückgeführt werden soll, ist das Augenmerk auf die Sicherung aller zum Betrieb des Projektes erforderlichen Assets (Anlagen inkl. Infrastruktur, wie Umspannwerk/Übergabestation und Kabeltrassen) und des Standortes (Grundstücksicherung) sowie des Cashflows zu richten.

Im Überblick dazu²³:

a) SPV/Betreiber = Grundstückseigentümer

Gehört dem SPV der Grund und Boden, auf dem die Anlagen betrieben werden sollen, können Grundpfandrechte als übliche auf den Grundstücken lastende Sicherungsmittel in

²¹ Insbesondere auch für „windschwache“ Jahre, in denen die Cashflow-Prognose unterschritten wird und dann „Geld“ für die Bedienung der laufenden Kosten, des Schuldendienstes etc. „fehlen“ würde.

²² Bzw. der HDSCR und der FDSCR – s.o. insbesondere unter Fußnote 18.

²³ Im Einzelnen dazu nachfolgend unter V. – die Besicherung des finanzierenden Kreditinstitutes sowohl an den Assets/Vermögenswerten des SPV als auch an den Cashflows mit den entsprechenden vertraglichen Vereinbarungen ist neben dem SPV-Charakter (= Kreditnehmer) sowie der Rückzahlung der Kreditmittel in erster Linie aus den im Wege des Stromverkaufes erzielten Erlösen die verlangte regulatorische Grundlage für die Einstufung als „Spezialfinanzierung“ im Gegensatz zu Finanzierungen bspw. des Umlaufvermögens eines produzierenden Unternehmens – siehe dazu Art. 147 Abs. 8 a) bis c) iVm Art. 153 Abs. 5 CRR (vormals § 81 SolvV).

die betreffenden Grundbücher eingetragen werden, die sowohl den Standort als auch die darauf befindlichen Anlagen inkl. Infrastruktur sichern.

b) Dritter = Grundstückseigentümer – Erbbaurechtslösung

Ist nicht das SPV, sondern ein Dritter Grundstückseigentümer und wird dem SPV als Betreiber ein Erbbaurecht eingeräumt, erfolgt die Besicherung über auf dem Erbbaurecht lastende Grundpfandrechte, die ebenfalls den Standort und die Anlagen inkl. Infrastruktur sichern.

c) Dritter = Grundstückseigentümer – keine Erbbaurechtslösung

Ist ein Dritter Grundstückseigentümer und eine Erbbaulösung kommt nicht zustande (in der Praxis eher die Regel), kann die Besicherung über eine Sicherungsübereignung der Anlagen (inkl. Infrastruktur) in Verbindung mit entsprechenden Grundstückssicherungen erfolgen.

Zu Letzteren gehören insbesondere entsprechend ausgestaltete (Nutzungs-) Verträge mit u.a. Vertragseintritts-/übernahme-/übertragungsrechten zu Gunsten des finanzierenden Kreditinstitutes und weiteren die Interessen des Kreditinstitutes wahrenen Regelungen, wozu u.a. vertraglichen Vorkehrungen, die eine vorzeitige (bezogen auf die Finanzierungszeit) Beendigung des Nutzungsvertrages – soweit als möglich – verhindern sollen. Die dingliche Absicherung des Windparkbetriebes auf den in Rede stehenden Grundstücken erfolgt durch grundbuchliche Eintragungen von beschränkt persönlichen Dienstbarkeiten und gegebenenfalls Vormerkungen (je nach Sicherungskonzept des finanzierenden Kreditinstitutes).

Flankiert werden alle vorgenannten Konstellationen regelmäßig mit der Sicherungsabtretung der Einspeiseerlöse sowie der Rechte und Ansprüche aus den zentralen Projektverträgen, wie z. B. Generalunternehmer-/Generalübernehmerverträge (Bau- und Gewährleistungsphase), Versicherungsverträge und Wartungsverträge, ggfs. in Verbindung mit Vertragseintritts-/übernahme-/übertragungsrechten. Daneben werden i. d. R. die Projektkonten sowie die Gesellschaftsanteile an dem SPV²⁴ verpfändet.

6. Berichtspflichten

Das SPV hat während der Finanzierungszeit neben der Erfüllung der Berichtspflichten im Sinne von § 18 KWG gegenüber dem finanzierenden Kreditinstitut weitere vertraglich definierte umfangreiche Informationspflichten zu erfüllen. So hat es insbesondere über die jeweilige Mengedes produzierten Stromes, den daraus resultierenden Ertrag, die technische Verfügbarkeit und den Zustand der Anlagen²⁵ sowie Einhaltung der Finanzkennzahlen²⁶ laufend zu berichten.

IV. Risiken

Trotz der verschiedenen Sicherungsmechanismen verbleiben Risiken, die die Beteiligten, Gesellschafter/Investoren und finanzierende Kreditinstitute, jeweils für sich einzuschätzen haben, insbesondere die Risiken aus Bauzeitüberschreitungen, technologische Risiken, Wetterrisiken, rechtliche Risiken. Bei letzteren stellt sich z. B. die Frage der Aufrechterhaltung des anlässlich der Investitions- und Finanzierungsentscheidung bestehenden Rechts-

²⁴ Bei Publikumsgesellschaften/Fonds mit breit gestreutem Gesellschafter-/Kommanditistenkreis wird hiervon mangels Praktikabilität meist abgesehen.

²⁵ Performance-Bericht.

²⁶ Financial Covenants – z. B. DSCR \geq 1,1 im P90-Fall.