

Windenergie

Windhöffigkeit als Sicherheit

[19.03.2015] Auch nach der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt: Bei Investitionen in Onshore-Windparks gibt es keine Kreditklemme. Unklar ist jedoch, wie sich die Ausschreibungen für Windprojekte ab 2017 auf die Finanzierung auswirken.

Die kommunalen Energieversorger hatten einen erheblichen Anteil daran, dass im Jahr 2014 ein Rekordzubau von Windenergieanlagen an Land in Deutschland erreicht werden konnte. Unabhängig davon, ob Windparks schlüsselfertig erworben oder mit eigener Entwicklungsleistung vorangetrieben werden, stellt sich angesichts der erheblichen Investitionssummen die Frage nach einer angemessenen Finanzierung.

Trotz der gewaltigen Beträge, die bewegt werden müssen, bleibt vorab festzuhalten: An Bankfinanzierung für Windparks besteht in Deutschland kein Mangel, nicht der Hauch einer Kreditklemme. Vielmehr herrscht intensiver Wettbewerb unter den Kreditinstituten, die zwar recht unterschiedlich mit der zwischenzeitlichen Unsicherheit durch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) umgegangen sind, im Großen und Ganzen aber unaufgeregt und sachlich weiter finanziert haben.

Die Eigenkapitalfrage

Kernfrage in fast jedem Gespräch zwischen Investor und Bank ist die nach dem notwendigen Eigenkapitalbeitrag, da dieser maßgeblichen Einfluss auf die Projektrentabilität hat. Hatten die Kreditinstitute hier früher häufig Standardantworten parat (etwa 15 bis 20 Prozent), werden von ihnen heute zu Recht jeweils maßgeschneiderte Antworten für die Eigenheiten eines jeden Projekts erwartet. Viele Stadtwerke stellen ihrem Finanzierungspartner dabei auch die Frage, ob und inwiefern die Projektgröße einen Unterschied macht. Schließlich sind es nicht selten auch Einzelanlagen oder Parks mit bis zu drei Anlagen, die finanziert werden müssen. Unabhängig von der Projektgröße lassen sich zunächst einige zentrale Faktoren herausstellen, welche die Höhe des Eigenkapitals bestimmen. Dies ist vor allem die Windhöffigkeit eines Standortes, die mit der EEG-Novellierung noch einmal an Bedeutung gewonnen hat. Das modifizierte Referenzertragsmodell führt nun häufiger und schneller dazu, dass die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung absinkt. Diese kann damit schneller unter den Zeitraum von bis zu 17 Jahren sinken, für den erfahrene Banken typischerweise bereit sind, etablierte Turbinentechnologie zu finanzieren. Eine wesentliche Herausforderung ist dabei, dass die tatsächliche Dauer der erhöhten Anfangsvergütung erst nach Ablauf von fünf Betriebsjahren feststeht.

Tilgung oder Kredittranche

Es gibt zwei Möglichkeiten, mit dieser Unsicherheit umzugehen. Variable Tilgungen, so genannte Cash Sweeps, können hier einen guten Kompromiss zwischen einer begrenzten Kreditlaufzeit und der Verfügbarkeit von Liquidität im Projekt bieten. Sondertilgungen sind jeweils nur in dem Maße möglich, wie dies der freie Cashflow im betreffenden Jahr hergibt. Alternativ kann mit zwei Kredittranchen mit unterschiedlicher Laufzeit gearbeitet werden. Die lang laufende Tranche muss dabei auch dann bedient werden können, wenn nur die Grundvergütung vereinnahmt werden kann. Beim Thema Direktvermarktung haben sich Befürchtungen einer erheblichen Kostensteigerung bisher nicht bestätigt. Auch hier funktioniert der Wettbewerb und führt zu attraktiven Preisen für die Vermarktungsdienstleistung, insbesondere bei

kurzlaufenden Verträgen. Welchen Betrag Banken in ihren Berechnungen langfristig ansetzen, ist jedoch sehr unterschiedlich – auch dies hat Einfluss auf die Höhe des notwendigen Eigenkapitals. Die eingangs genannten anhaltend starken Installationszahlen begründen ein neues Thema, das sich für Projekte mit Inbetriebnahme ab 2016 ergibt: Die variable Degression der erhöhten Anfangsvergütung, auch bekannt als atmender Deckel. Vor allem für Projektentwickler, aber auch für Banken erhöht sich hier die Notwendigkeit, mit Szenarien zu arbeiten, die Bauzeitverzögerungen und verspätete Inbetriebnahmen berücksichtigen.

Planvolles Kosten-Management

Neben der Windhöflichkeit liegen die weiteren wesentlichen Einflussfaktoren bei den Betriebskosten. Hier gilt grundsätzlich: je variabler, desto besser. Denn Kosten, die in windschwachen Jahren „mitatmen“, wirken deutlich verbessernd auf das Kredit-Rating eines Projekts. Bei den cashflowbasierten Projektfinanzierungen findet häufig eine starke Fixierung auf die so genannten Schuldendienstdeckungsraten statt – dies erweist sich vor dem eben beschriebenen Hintergrund als zu einfach. Auf den Punkt gebracht: Sind viele Projektverträge mit ertragsabhängigen Entgeltregelungen abgeschlossen, werden deutlich geringere Schuldendienstdeckungsraten (und damit mehr Fremd- und weniger Eigenkapital) möglich.

Vergleichen lohnt sich – vor allem bei der Auswahl der Partner und deren Konditionen für Wartung und Betriebsführung. Erfreulich ist für die Betreiber: Da der Aufwand für Wartung und Betriebsführung, ob technisch oder kaufmännisch, nicht parallel mit der Leistungsfähigkeit der Anlagen steigt, sinkt der prozentuale Kostenanteil an den Erträgen seit Jahren. Der intensive Wettbewerb zeigt auch hier Wirkung. Kleinere Projekte haben an dieser Stelle naturgemäß einen strukturellen Nachteil. Da die Dienstleister ihre Fixkosten der Verträge nur auf wenige Turbinen verteilen können, müssen die Kosten prozentual höher sein. Selbst Stadtwerke, die die Betriebsführung mit hausinternen Fähigkeiten übernehmen, können diesen Effekt nur teilweise abfedern. Im Übrigen: Der Effekt gilt auch für die Kreditinstitute, denn diese können kleinere Projekte nur bedingt mit vereinfachten Verfahren zur Prüfung der Kreditfähigkeit bearbeiten.

Mehr Fragen als Antworten

Die verpflichtende Direktvermarktung und das reformierte Referenzertragsmodell haben die Strukturen der Projektfinanzierung um einige Facetten bereichert, diese aber weder grundlegend verändert noch in Frage gestellt. Deutlich mehr Spannung verspricht der Blick in die Zukunft. Zwei Themen drängen sich hier auf. Das meistdiskutierte ist ohne Zweifel der anvisierte Start der Ausschreibung für Windprojekte ab 2017. Hier liegen zum jetzigen Zeitpunkt deutlich mehr Fragen als Antworten vor. Sicher ist: Je nach Ausgestaltung wird es erhebliche Auswirkungen auf Entwickler, Betreiber, Dienstleister und auch die Kreditinstitute geben. Die Frage nach der Finanzierung ist jedoch eher eine des Wie als des Ob. In anderen Ländern waren und sind Projektfinanzierungen auch in einem Vergütungssystem mit Ausschreibungen verfügbar. Hier steht allen Parteien ein Lernprozess bevor. Das zweite Thema mutet eher technisch an und kann hier nur angerissen werden. Das EEG 2014 sieht in §24 für bestimmte Zeiträume mit negativen Strompreisen ein Absinken der Vergütung auf vor. Bei unverändertem Strommarktdesign könnte es, nach Meinung von Experten, mittelfristig zu einem erheblichen Anstieg dieser Zeiträume kommen. Hier könnte ein Punkt liegen, den vorausschauende Finanzierungsstrukturen zu berücksichtigen haben werden.

()

Dieser Beitrag ist in der Ausgabe März/April von stadt+werk im Titelthema Finanzierung erschienen. Hier können Sie ein Exemplar bestellen oder die Zeitschrift abonnieren.

Stichwörter: Finanzierung, EEG-Reform, Norddeutsche Landesbank, Windenergie