

HEUSCHRECKE MACHT WIND

Blackstone setzt auf die deutsche Energie-
wende und investiert massiv in Offshore-Parks. Das Risiko, das der Finanzinvestor eingeht, ist erheblich – in finanzieller
und in technologischer Hinsicht. Geht der Plan auf, könnte dies einer ganzen Branche auf die Sprünge helfen

Milliardenabenteuer auf hoher See

Ex-Energiemanager Peter Giller steuert für Blackstone den Bau von Windparks in der deutschen Nordsee. Der Investor hofft auf bis zu 20 Prozent Rendite. Gillers wichtigste Aufgabe ist es, Risiken zu minimieren. Er hat viel zu tun

Angela Maier, München

Peter Giller liebt es unkonventionell. Seinen letzten Vollzeitjob als Chef des britischen Stromversorgers International Power trat er vor elf Jahren ohne reguläres Gehalt an. Für den Drei-Jahres-Vertrag ließ sich der frühere ABB-Topmanager ausschließlich mit Aktien bezahlen. Er wollte „aus der Angestelltenmentalität heraus und unternehmerischer denken“, erklärte er damals.

Dazu passt auch Gillers aktuelles Engagement: Seit 2008 treibt der 69-Jährige für Blackstone Pläne für Windparks in der deutschen Nordsee voran. Vergangene Woche gelang der Durchbruch: Für den 1,2 Mrd. Euro teuren Park „Meerwind Süd/Ost“ mit 80 Turbinen und 288 Megawatt Leistung, 23 Kilometer nordwestlich der Insel Helgoland, wurde ein 822 Mio. Euro schweres Kreditpaket unterzeichnet. Zudem kaufte der US-Finanzinvestor eine Genehmigung für den Park „Nördlicher Grund“ mit 64 Turbinen. Das Gebiet liegt 100 Kilometer vor der Küste. Kostenpunkt: 1,3 Mrd. Euro. Mindestens ein Park soll noch hinzukommen, die Verhandlungen über den Erwerb weiterer Genehmigungen laufen.

Die Milliarden pumpen Blackstone in ein ungewöhnliches Experiment: Bei Investoren stehen Offshore-Windparks nicht gerade hoch im Kurs. Die hohen Risiken ließen die Projekte auf hoher See bislang als unkalkulierbar erscheinen. Deutsche Parks müssen bis zu 40 Kilometer vor den Küsten errichtet werden, um das Wattenmeer zu schonen. Die Windräder werden bis zu 50 Meter tief im Meer verankert. Starker Wind und hoher Wellengang erschweren die Installationsarbeiten.

Doch der Spezialist für alternative Anlagen wie Immobilien und Private Equity ist seit jeher für neue Ideen gut – und gilt als Trendsetter in der weltweiten Investorenszene. 2006 sorgte Blackstone durch seine Beteiligung an der Deutschen Telekom für Aufsehen: Mit 4,5 Prozent und der Entsendung eines Vertreters in den Aufsichtsrat wollte der Investor dem behäbigen Ex-Monopolisten auf die Sprünge helfen und so auch den Wert des Staatsanteils steigern. Das Abenteuer misslang: Den Einstiegspreis von 14 Euro übertraf die Aktie seither nur kurzzeitig, aktuell notiert sie bei knapp 10 Euro.

In das „Meerwind“-Projekt stecken die Amerikaner 360 Mio. Euro an eigenen Mitteln – ihr größtes Einzelinvestment im Energiesektor überhaupt. Für „Nördlicher Grund“ wird ein ähnlicher Betrag fällig. „Private-Equity-ähnliche Renditen“ will der Investor damit nach eigenen Angaben verdienen, also 15 bis 20 Prozent jährlich. „Das ist ein Geschäft, das bislang von Finanzinvestoren kaum verstanden wurde“, sagt Blackstone-Manager Sean Klimczak.

Weiß es Blackstone besser als der Rest der Branche? Die staatlich garantierten Einspeisegebühren von 15 Cent über zwölf Jahre oder wahlweise 19 Cent über acht Jahre reichen für so hohe Renditen jedenfalls kaum aus, glauben Branchenexperten. Auch dass der Investor seine Rendite mit viel Fremdkapital hebelt, verschafft ihm kaum langfristig 15 bis 20 Prozent.

Vielmehr wird damit gerechnet, dass Blackstone die Parks losschlägt, sobald diese ein paar Jahre lang am Netz sind und nachweislich stabile Erträge bringen. „Mit zwei, drei Jahren belegbarem Track Record werden sich die Offshore-Windparks hervorragend verkaufen lassen“, sagt ein Manager eines internationalen Infrastrukturfonds. „Viele Investoren halten den Sektor grundsätzlich für hoch interessant, aber man weiß zu wenig darüber.“ Versicherer und Pensionsfonds versuchen derzeit weltweit,

ihre Anlagen in Infrastruktur auszuweiten. Kraftwerke, Stromnetze oder Bahnstrecken versprechen stabile Renditen im hohen einstelligen Bereich. Vor Offshore-Windparks schrecken die großen Anlagegesellschaften bislang zurück, doch diese Meinung scheint sich langsam zu wandeln. So will die Allianz bis Jahresende entscheiden, ob sie in Offshore-Windparks einsteigt. Auch „Meerwind“ kämpfte mit Startschwierigkeiten: 2008 angekündigt, lag

das Projekt anderthalb Jahre auf Eis – wegen eines Rechtsstreits. Der Windpark-Projektentwickler Sandbank hatte die Genehmigung angefochten.

Seit der Freigabe im März 2010 haben Giller und der Chef der Blackstone-Tochter WindMW, Jens Assheuer, das Projekt durchgeplant und die Finanzierung verhandelt, „mit Lichtgeschwindigkeit“, wie Assheuer scherzt. Zunächst mit nur vier Mitarbeitern, inzwischen sind es neun.

Sie tun alles, um die Risiken zu minimieren. Bei den Turbinen griff man statt der zunächst projektierten fünf Megawatt-Turbinen auf 3,6-Megawatt-Turbinen von Siemens zurück – „erprobte Maschinen, da waren wir konservativ“, sagt Blackstone-Berater Giller. Der Großkonzern garantiert dafür 95-prozentige Verfügbarkeit. Für die Installation der Windmühlen schloss WindMW einen Vertrag mit einem Dienstleister, der sich verpflichtete, den vereinbarten Zeitrahmen einzuhalten. Statt des einen notwendigen Transformators werden vorsichtshalber zwei eingebaut. Und für den Anschluss der Windräder auf hoher See an das Stromnetz an Land ist in Deutschland laut Gesetz der Netzbetreiber zuständig. Sollte die Tennet TSO den Strom nicht übertragen können aus Gründen, die der Betreiber nicht zu verantworten hat, springt ein Versichererkonsortium um die dänische Codan ein. 2012 soll der Bau beginnen und 2013 abgeschlossen sein.

Auf das nächste Projekt „Nördlicher Grund“ freut sich Giller schon jetzt. „Das wird wesentlich einfacher, da wir die Verträge schon haben.“ Ans Aufhören denkt er noch lange nicht. „Das mache ich, bis ich begraben werde.“

25 Jahre bei ABB

Urkraft Berater Peter Giller ist ein Altbekannter in der internationalen Energiebranche. Der gebürtige Hamelner mit Uni-Abschlüssen in Maschinenbau, Elektrotechnik und Betriebswirtschaft verbrachte 25 Jahre beim Schweizer Kraftwerkskonzern ABB. Giller leitete unter anderem die US-Kraftwerkstochter und stand zwölf Jahre lang der US-Projektentwicklungstochter ABB Energy Ventures vor.

Unter Strom In Kontakt mit Blackstone kam Giller 2005, als der US-Finanzinvestor einen externen Branchenexperten für den Beirat seines Portfoliounternehmens Sithe Global, eines Kraftwerkswentwicklers, suchte. 2008 brachte er Blackstone auf die Idee, in deutsche Offshore-Parks zu investieren.



Nicht alle Heuschrecken sind wasserscheu: Der Privatinvestor Blackstone greift nun nach Windrädern in der Nordsee

Schleppender Ausbau

Bei der Windenergie dominieren Anlagen auf dem Festland – trotz der stürmischen See. Großprojekte auf dem Meer stellen völlig neue Herausforderungen dar

Ulf Brychcy, Berlin

Am verlässlichsten und am stärksten weht der Wind über der Nordsee und der Ostsee. Und doch gibt es dort bislang kaum Windräder. Nicht einmal ein Prozent der in Deutschland installierten Windenergieleistung speist sich aus den Standorten auf den beiden Meeren. Andreas Wagner, Chef der Stiftung Offshore-Windenergie, wundert sich nicht: „Das ist ja auch eine neue Technologie.“

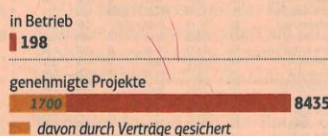
Dass hierzulande bei der Energie- wende die Stromerzeugung aus Wind eine wichtige Rolle spielen soll, ist unstrittig. Investiert wurde bislang aber fast ausschließlich in Windturi-

nen auf dem Land, den sogenannten Onshore-Standorten. Zur Jahresmitte waren dort 21 917 Windmühlen installiert, mit einer Gesamtleistung von 27 981 Megawatt (MW), hat der Bundesverband Windenergie errechnet. Der Offshore-Markt, also die Anlagen auf dem Meer, „spielt so gut wie noch keine Rolle“, sagt Wagner. Dort sind erst drei Windparks in Betrieb.

Die Gründe sind vielfältig. Ein wesentlicher Grund dürften die Standorte viele Kilometer weit vor der Küste und die daraus resultierenden technischen Herausforderungen sein. All dies erfordert einen enormen Kapitaleinsatz. Anders als etwa in Großbritannien oder Dänemark müssen die deutschen Windmühlen vor die ge-

Viel Wunsch, wenig Realität

Kapazität deutscher Offshore-Windparks in MW



FTD/ig, Quelle: Windenergieagentur

schützten Wattenmeere gesetzt werden. Davor kommen dann aber noch die Schifffahrtsrinnen, sodass die Offshore-Standorte noch weiter ins Meer hinaus rutschen – bis zu 45 und mehr Kilometer vom Festland entfernt.

Die hohe See erfordert tiefe und damit teure Fundamente für die Windräder und die Umspannplattformen. Der heftige Wind und die Korrosion durch Wasser und Salzlufte beanspruchen die Anlagen weit mehr als an Land. Und der hohe Seegang treibt die Kosten für die Wartungsarbeiten durch Schiffe und Helikopter nach oben. „Wir befinden uns noch am Anfang der Lernkurve“, sagt Wagner. Beim Offshore-Windpark Alpha Ventus etwa wurden bereits Windräder ausgetauscht. Und

beim Projekt Baltic 1 verzögerte sich die Anbindung an das Festland-Stromnetz um immerhin acht Monate. Der Windpark und die technischen Anlagen mussten deshalb aufwendig mit Dieselnotstromaggregaten versorgt werden.

Sind die Probleme jedoch überwunden, produzieren die Meereswindräder doppelt so viel Energie wie die Festland-Anlagen. „Das sind dann sozusagen Kraftwerksparks für die Grundlast“, so Wagner. Entsprechend ehrgeizig sind die Ziele der Bundesregierung. Bereits im Jahr 2020 sollen Offshore-Parks mit einer Gesamtleistung von bis zu 10 000 MW installiert sein, bis zum Jahr 2030 sogar 25 000 MW. Daraus ließe sich dann rund 15

Prozent des Stromverbrauchs in Deutschland speisen.

15 Projekte in Nord- und Ostsee mit einer Gesamtleistung von 8435 MW sind bereits genehmigt. Die nächsten Inbetriebnahmen stehen laut Windenergieagentur WAB mit Baltic 2 und Borkum West II aber erst 2013 an. Experten gehen deshalb davon aus, dass bis 2020 auf der Hochsee lediglich 7000 MW installiert sein werden, während sich dann an Land Windmühlen mit einer Leistung von 45 000 MW drehen dürften.

Die Investitionen auf hoher See jedenfalls sind riesig. Für 10 000 MW dürften bis zu 35 Mrd. Euro anfallen, hinzu kommen weitere 4 bis 6 Mrd. Euro für die Netzanbindung.