

Beschlussvorlage	Vorlagen - Nr.: VO/1640/2010 Status: öffentlich Datum: 11.11.2010	TOP
Stadtverordnetenversammlung Marburg		
<u>Dezernate:</u>	I und II	
<u>Fachdienst:</u>	10 - Personal-, Organisations- u. Beteiligungsmanagement	
<u>Sachbearbeiter:</u>	Dieter Finger	
<u>Beratende Gremien:</u>	Magistrat Haupt- und Finanzausschuss Stadtverordnetenversammlung Marburg	

Beteiligung der Stadtwerke Marburg GmbH an der Projektgesellschaft Netzwerk Offshore Wind GmbH & Co. KG

Die Stadtverordnetenversammlung wird gebeten, zu beschließen:

Dem Beitritt der Stadtwerke Marburg GmbH zur Projektgesellschaft Netzwerk Offshore Wind GmbH & Co. KG mit einem Beteiligungsumfang von ca. 1,2 Mio. Euro wird zugestimmt. Der Beitritt soll eine Beteiligung der Stadtwerke Marburg GmbH an dem Offshore Windpark „Ocean Breeze“ (BARD Offshore 1) von 1 MW elektrische Leistung (von insgesamt 400 MW) ermöglichen, was einem Beteiligungsanteil von 0,25 % entspricht.

Begründung:

1. Allgemeines

Zur Erreichung der Klimaschutzziele der EU und Deutschlands sind Offshore-Windkraftanlagen eine unabdingbare Voraussetzung; u.a. deshalb wurden zum 01.01.2009 die EEG-Einspeisevergütungen für derartige Anlagen massiv angehoben.

Der Offshore Windpark „BARD Offshore 1“ ist das in der Zwischenzeit am weitesten fortgeschrittene Projekt. Die Südwestdeutsche Stromhandels GmbH (SüdWestStrom) und die WV Energie AG haben das Projekt eingehend mit einem Projektteam, u.a. bestehend aus Clifford Chance (Rechtliche und Finanzberatung), PriceWaterhouse Coopers (Wirtschaftlichkeitsberechnung) und Garrad Hassan (Technische Beratung) untersucht.

Um eine Beteiligung an diesem Offshore-Windpark zu prüfen, hat der Aufsichtsrat der Stadtwerke Marburg GmbH im Februar 2010 bereits Mittel i.H.v. bis zu 20.000 € freigegeben, mit denen Zugang zu weitergehendem Informationsmaterial erlangt wurde. Im September 2010 hat er die o.g. Beteiligung genehmigt.

2. Projektbeschreibung

Der Windpark liegt in der südöstlichen Nordsee in der westlichen deutschen Bucht innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Bundesrepublik Deutschland. Die Entfernung zum nächstgelegenen Festland (Borkum) beträgt 90 km. Der Windpark wird in einer Wassertiefe von rd. 40 m errichtet und umfasst eine Fläche von ca. 60 km².

Die Projektträger und Generalunternehmer sind die Firmen der BARD-Gruppe, eine mittelständische Unternehmensgruppe mit ca. 1.300 Mitarbeitern, die mit der Entwicklung von Windparks und in der Produktion von Hauptkomponenten des Windparks beschäftigt ist. Die BARD-Gruppe hat mittlerweile Standorte in Cuxhaven, Bremen und Emden aufgebaut. Sie besteht aus folgenden Firmen: Die BARD Holding GmbH ist die übergeordnete Konzerneinheit mit Sitz in Emden. Die BARD Engineering GmbH ist für Entwicklung und den Bau der Windkraftanlagen zuständig. Unterstützt wird sie dabei von der BARD Building GmbH. Die BARD Emden Energy GmbH & Co. KG fertigt Komponenten wie z.B. Rotorblätter. Die BARD Service GmbH wird von einer Wohn- und Umspannplattform aus für den Betrieb des Windparks zuständig sein. Die Cuxhaven Steel Construction GmbH schließlich fertigt die von BARD selbst entwickelten sog. Tripile-Fundamente der Windkraftanlagen. Diese zeichnen sich durch ein geringeres Gewicht und bessere Eignung für große Wassertiefen aus. Die übrigen Komponenten der BARD-Windkraftanlagen werden ausschließlich von namhaften Herstellern in Deutschland produziert.

Die UniCredit München hat das Projekt bislang finanziert; die SüdWestStrom und die WV Energie verhandeln z.Zt. gemeinsam einen exklusiven Kauf des Projektes. An der Projektgesellschaft SWS/WV Projekt GmbH & Co. KG, die Inhaberin und Betreiberin des Windparks wird, können sich weitere Gesellschaften beteiligen.

Der Windpark selbst wird aus 80 5,0 MW-Windturbinen bestehen und damit eine Gesamtleistung von 400 MW haben. Er befindet sich in einer der ertragreichsten Windregionen Deutschlands mit homogenen Windbedingungen und Windstärken im Bereich von 9 bis 12 m/s.

Die gesamten Projektkosten ergeben sich zu 1,8 Mrd. €, davon allein 1,4 Mrd. € für die Errichtung des Windparks selbst. Der schlüsselfertige Bau wird von BARD zu einem Fixpreis übernommen.

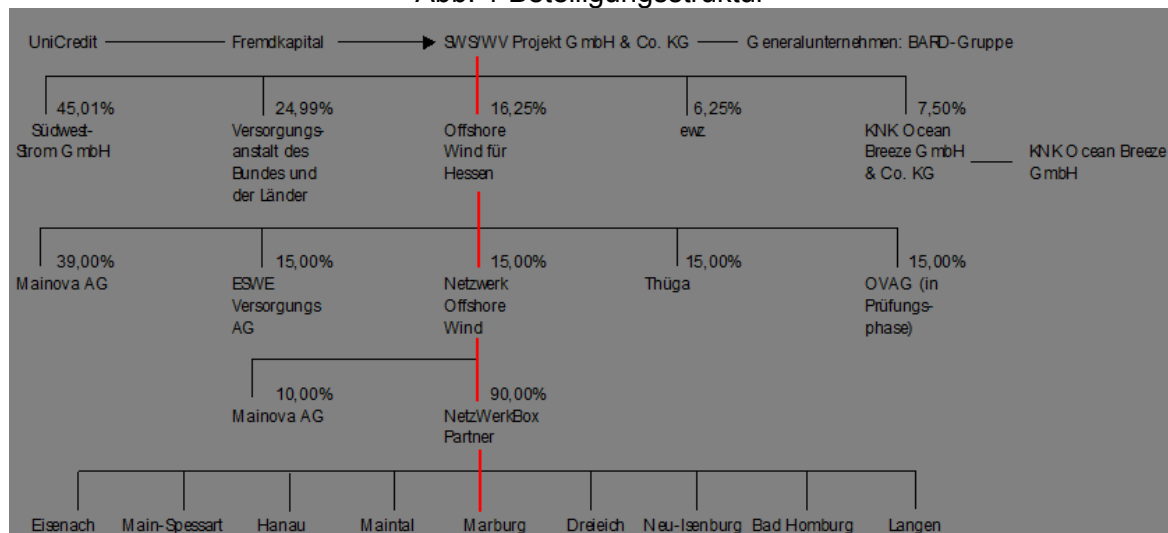
3. Aktueller Projektstand

Der Windpark befindet sich z.Zt. in der Errichtungsphase. Mittlerweile wurden zwölf Windkraftanlagen fertiggestellt. Noch im November 2010 soll das erste Cluster von Windkraftanlagen ans Netz gehen. Der Bau des Windparks soll im November 2011 abgeschlossen sein.

4. Beteiligungsstruktur

Die Verhandlungen über die Beteiligung an der Projektgesellschaft SWS/WV Projekt GmbH & Co. KG zur Übernahme des Windparks wurden fortgeführt. Beteiligen werden sich voraussichtlich die SüdWestStrom GmbH (45,01%), die KNK Ocean Breeze GmbH & Co. KG (7,5%, Eigentümer ist die WV Energie AG), die Versorgungsanstalt des Bundes und der Länder (24,99%), die Elektrizitätswerke Zürich (6,25%) sowie die Gruppe Offshore Wind für Hessen (16,25%). Letztere umfasst die Mainova AG (ca. 39%), die ESWE Versorgungs AG (ca. 15%), die Thüga AG (ca. 15%), die OVAG AG (ca. 15%) sowie die Gruppe Netzwerk Offshore Wind (ca. 15%). Hier sind wiederum verschiedene kommunale Energieversorgungsunternehmen vertreten, denen über die Mainova AG eine Beteiligung an dieser Gruppe i.H.v. 10% angeboten wurde (vgl. Abb 1). Dies sind voraussichtlich folgende Unternehmen: Mainova, Stadtwerke Marburg, Eisenacher Versorgungs-Betriebe, Energieversorgung Main-Spessart, Stadtwerke Hanau, Maintal-Werke, Stadtwerke Bad Homburg, Stadtwerke Dreieich, Stadtwerke Neu-Isenburg sowie die Stadtwerke Langen.

Abb. 1 Beteiligungsstruktur



5. Beurteilungsgrundlage

Der Aufsichtsrat der Stadtwerke Marburg GmbH hatte bereits Kosten zur Projektbeurteilung freigegeben (s.o.), sodass sowohl von der SüdWestStrom GmbH als auch von der Mainova AG Informationsmaterial bereitgestellt werden konnte. Dieses umfasst u.a. diverse zusammenfassende Präsentationen sowie Stellungnahmen externer Beratungsunternehmen. Die Mainova AG als Koordinator der Beteiligungsgruppe Offshore Wind für Hessen hat die Unterlagen inkl. Business Plan im Rahmen einer Projektgruppe eingehend geprüft. Zudem hat ein Bewertungsunternehmen die Plausibilität des Business Plans anerkannt. Insofern basieren die Erkenntnisse der Stadtwerke Marburg GmbH auf den als korrekt angenommenen Prüfungen der Mainova AG und von PriceWaterhouse Coopers.

6. Wirtschaftlichkeitsanalyse

Fremdkapital

Die Fremdfinanzierung des Projektes ist durch die UniCredit gesichert. Diese befindet sich z.Zt. mit der Europäischen Investitionsbank (EIB) in Verhandlung über eine Syndizierung. Die im Allgemeinen günstigeren Kreditkonditionen der EIB würden bei

einer avisierten Übernahme von 50% des Fremdkapitals die Rentabilität des Projektes erhöhen.

Eigenkapital

Das Eigenkapital selbst ist erst nach dem Fremdkapital einzuzahlen und an die Erreichung von Meilensteinen (Baufortschritt) gekoppelt. Das Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital soll ca. 75:25 betragen. So ergibt sich aus den Gesamtkosten des Projekts von 1,8 Mrd. € ein Eigenkapitalanteil von rd. 450 Mio. €. Über diesen Betrag hinaus besteht keine Nachschussverpflichtung. Bei der Zahlung des Eigenkapitals werden eine Reserve für mögliche Kostenüberschreitungen sowie eine Reserve für den Fall eines sehr geringen Windertrages (sog. P-95-Level, s.u.) vorgesehen. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung müssen diese zwar auch im konservativ geschätzten Szenario nicht in Anspruch genommen werden, wurden aber dennoch berücksichtigt.

Der Windpark wird zudem von der Europäischen Union mit einem Betrag von 53,1 Mio. € gefördert. Dieser Betrag wird als Eigenkapital angerechnet.

Kaufpreis

Der Kaufpreis für die Stadtwerke Marburg folgt aus der o.g. Beteiligungsstruktur. Mit ihrem Anteil an der Projektgesellschaft von 0,25 % ergibt sich der Kaufpreis zu ca. 1,230 Mio. € für 1 MW.

Rentabilität

Dem Business Plan PriceWaterhouse Coopers zufolge wird im sog. Investor Case (mit üblicherweise angenommenen P-50-Level-Windertrag, s.u.) eine Eigenkapitalrendite nach Steuern von ca. 13% erzielt. Zudem amortisiert sich die Investition nach neun Jahren. Die Rentabilität wird dabei über den internen Zinsfuß dargestellt. Dieser berücksichtigt neben der Höhe auch den Zeitpunkt der Zahlungsströme. In der konservativeren Schätzung (Banking Case) wird eine Eigenkapitalrendite von ca. 9,2 % und eine Amortisationsdauer von elf Jahren erreicht. Werden die Cashflows des Projekts mit einer geforderten Mindestverzinsung von 7,7 % diskontiert, so erhöht sich die Amortisationsdauer auf 14 Jahre im Investor Case und auf 20 Jahre im Banking Case. Die Stadtwerke Marburg GmbH plant, ihre Beteiligung zumindest anteilig mit Hilfe von Fremdkapital durchzuführen. Die daraus resultierenden Fremdkapitalkosten werden die Rentabilität des Projekts voraussichtlich verringern. Insgesamt hängt die Rentabilität des Projekts von der Ausgestaltung der Finanzierungsverträge zwischen der Projektgesellschaft und BARD sowie den Kapitalgebern ab.

7. Sensitivitätsanalyse

Darüber hinaus wurden in der Wirtschaftlichkeitsanalyse verschiedene Risiken in Form von Szenarien betrachtet. Diese umfassen u.a. eine Verzögerung der Inbetriebnahme aller Anlagen um sechs Monate, Kostenüberschreitung beim Bau von 5 % oder eine Reduzierung der Anlagenverfügbarkeit um 5 %. In den Szenarien verringert sich die Rentabilität um 0,3 % bis 2,35 %.

Die Szenarien werden dabei isoliert betrachtet. Sollten die Risiken hingegen kombiniert auftreten, so würde sich die Rentabilität entsprechend in höherem Maße verringern. Bei einer hypothetisch angenommenen Additivität bzw. Unabhängigkeit der Auswirkungen der Szenarien würde sich die Rentabilität um ca. 7,6 % verringern, sofern alle Szenarien gleichzeitig eintreten. Das Projekt wäre dann dem internen Zinsfuß zufolge nicht mehr vorteilhaft. Würden auch die positiven Potenziale (Erhöhung der Anlagenkapazität auf 5,5 MW, s.u.) berücksichtigt, so fiel die Verringerung der Rentabilität zwar nicht so hoch aus, die Vorteilhaftigkeit würde jedoch ebenfalls eingebüßt.

8. Vor- und Nachteile

Bisherige Erfahrungen

Die Bodenbedingungen sind für die Installation der Fundamente der Windkraftanlagen optimal geeignet, da das Gelände flach ist und reines Sandprofil aufweist. Weltweit liegen bislang jedoch keine Erfahrungen mit Offshore-Anlagen in einer solchen Wassertiefe vor. In anderen Ländern wurden diese nur in Küstennähe errichtet und auch BARD selbst hat vor Baubeginn des Windparks lediglich eine Testanlage 400 m von der Küste entfernt sowie zwei Testanlagen auf dem Festland (Rysumer Nacken) betrieben. Deren Zustand wurde in einem technischen Gutachten als akzeptabel eingestuft. Die BARD-Rotoren drehen sich im Vergleich zu anderen Rotoren bei gleicher Leistung um 20 % langsamer, was den Verschleiß und Wartungsaufwand voraussichtlich vermindert. Die Projektlaufzeit beträgt nach Abnahme des Parks 25 Jahre. Laut technischem Datenblatt der BARD 5,0-Anlagen beträgt die Lebensdauer der Anlagen jedoch nur 20 Jahre.

Genehmigungen

Alle Genehmigungen für den Bau des Windparks liegen vor. Optional wird vorgesehen, ab der 31. der 80 Windkraftanlagen eine Leistung von 5,5 MW statt 5,0 MW zu installieren. Dies würde die Leistung des gesamten Parks um insgesamt 25 MW erhöhen. Für diese Option liegt jedoch noch keine Genehmigung vor.

Errichterschiffe

Für den Bau des Windparks gab BARD den Bau des Errichterschiffs „Windlift I“ mit sog. Jack-up-System in Auftrag (im März 2010 abgeschlossen). Mit diesem System kann sich das Schiff selbst bis zu 10 m aus dem Wasser heben und dadurch als stabile Arbeitsplattform für die Errichtung der Windkraftanlagen dienen. Mit Übernahme des Windparks wird die Projektgesellschaft die Windlift I kaufen und BARD für eine jährliche Charter-Rate i.H.v. zunächst 10 Mio. € exklusiv zur Verfügung stellen (mit 2 % p.a. indexiert). Die Verfügbarkeit eines solchen Schiffs hat sich beim Bau vorheriger Offshore-Anlagen als kritischer Faktor erwiesen. Zur Versorgung mit Material und Ersatzteilen dient das bis Ende 2009 umgerüstete Schiff „MS Natalie“. Sollte sich der Bau des Parks verzögern, so ist BARD zur Zahlung von Pönalen verpflichtet. Im Gegenzug wird BARD in den Genuss von Boni kommen, sollte der Bau schneller als geplant abgeschlossen sein.

Inbetriebnahme

Die Windkraftanlagen des Windparks sollen in Clustern (jeweils 5-8 Anlagen) an das Stromnetz angeschlossen werden. Dadurch werden bereits während der Bauphase des Parks Erlöse generiert. Da diese im Wirtschaftsplan als Innenfinanzierung berücksichtigt sind, ist eine termingerechte Fertigstellung der Cluster unabdingbar. Reduziert wird dieses Risiko durch die Tatsache, dass bereits ein Teil der Komponenten vorproduziert wurde und auf Lager liegt.

Das Seekabel zur Verbindung der Anlagen mit dem Festland wurde bereits von der E.ON-Tochter transpower in einem ausgehobenen Schacht verlegt. Eine redundante Leitung existiert nicht. Für den Netzanschluss ist gem. Infrastrukturbeschleunigungsgesetz v. 17.12.2006 der Netzbetreiber verantwortlich. Die parkinterne Verkabelung hingegen wird von BARD selbst übernommen.

Wartung und Instandhaltung

Innerhalb des Parks wird eine Wohn- und Umspannplattform („BARD 1“) als Ausgangspunkt für Wartungsarbeiten dienen. Diese Plattform befindet sich bereits im Projektgebiet. Den Technikern steht für Wartungseinsätze ein Serviceschiff in sog. SWATH-Bauweise zur Verfügung, das vergleichsweise unempfindlich gegen Seegang ist

und somit auch bei relativ großen Wellenhöhen noch Arbeiten an den Windkraftanlagen erlaubt.

Die Wartung der Anlagen gliedert sich in zwei Phasen auf. Die Full-Service-Phase deckt die ersten fünf Jahre nach Gesamtübergabe des Parks ab. Alle anfallenden Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten werden hier pauschal vergütet. Dabei haftet BARD für alle Ansprüche unter dem Betriebsführungsvertrag bis zu einem Betrag, der einem Ausfall des gesamten Windparks von ca. 13 Monaten entspricht. In der sich anschließenden Basic-Phase werden neben der pauschalen Vergütung von Wartungsleistungen verschiedene Instandhaltungsmaßnahmen nach Aufwand vergütet. Diese Phase endet 25 Jahre nach Gesamtübergabe des Parks.

Eine Abschätzung des Wartungsaufwandes kann jedoch aufgrund der mangelnden Erfahrung mit Offshore-Anlagen in dieser Entfernung zum Festland und Wassertiefe nur eingeschränkt vorgenommen werden. Ein Ausfall des zentralen Knotenpunktes BARD 1 hätte einen Totalausfall der Stromeinspeisung und somit eine erhebliche Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit zur Folge. Einzelne Komponenten wie z.B. ein Reservetransformator sind von BARD immer auf Lager zu halten. Tritt ein Serienmangel an den Anlagen innerhalb von fünf Jahren auf, so sind alle Anlagen von einem Sachverständigen auf diesen Mangel hin zu überprüfen. Erweisen sich auch die anderen Anlagen als fehlerhaft, so hat BARD den Mangel zu beseitigen.

EEG-Vergütung

Die EEG-Grundvergütung für Offshore-Windanlagen beträgt 13 Ct/kWh über eine Laufzeit von 12 Jahren. Jede Anlage, die vor dem 01.01.2016 errichtet wird, erhält darüber hinaus einen sog. Sprinter-Bonus i.H.v. 2 Ct/kWh. Des Weiteren verlängert sich die Laufzeit der Vergütung in Abhängigkeit der Entfernung der Windkraftanlage vom Festland und von der Wassertiefe, wodurch sich für die Windkraftanlagen des Windparks im Durchschnitt eine Gesamtlaufzeit der EEG-Vergütung von 16,2 Jahren ergibt. Nach Ablauf der Vergütungszeit soll der vom Windpark eingespeiste Strom zu Marktpreisen direkt vermarktet werden.

Für die Höhe der Vergütung, d.h. für die Menge eingespeisten Stroms sind die Windverhältnisse im Park entscheidend. Hierzu wurden mehrere Windgutachten erstellt. Optimiert wird die Windausbeute durch ein irreguläres Layout des Windparks, d.h. eine unregelmäßige Anordnung der Windkraftanlagen. Demgegenüber wurden verschiedene Abschläge berücksichtigt, die u.a. die interne Abschattung, die Abschattung durch künftige Nachbarparks, Starkwindabschaltung und weitere umfassen. Hinsichtlich des Einflusses der Abschattung gibt es bislang jedoch kaum Erfahrungswerte. Die Höhe des Windertrages birgt demzufolge für die Wirtschaftlichkeit ein Risiko. Daher wurden bei der Rentabilitätsbetrachtung zwei Szenarien beleuchtet. Üblicherweise wird das sog. P-50-Level herangezogen. Eine konservativere Einschätzung stellt das P-75-Level dar. Hier wird der angenommene Windertrag mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % überschritten und mit nur 25 %iger Wahrscheinlichkeit unterschritten. Laut der vorliegenden Windgutachten erreicht der Windpark ca. 3.700 Vollbetriebsstunden per annum, was ca. 42 % eines Jahres entspricht. BARD garantiert eine technische Verfügbarkeit von monatlich 96 %. Darüber hinaus sind per annum 120 Stunden für die Wartung sowie 10 Stunden für das Entdrillen der Anlagen einzuplanen.

Versicherungen

Bau und Betrieb sind durch ein umfassendes Versicherungskonzept abgesichert. Für die Errichtungsphase und das erste Jahr des Betriebs wurde bereits ein Paket an Versicherungen abgeschlossen. Danach wird SüdWestStrom eigenständig für adäquaten Versicherungsschutz sorgen.

Da z.Zt. sämtliche Versicherungen für die Errichtungsphase nicht auf Ebene der Projektgesellschaft, sondern durch BARD abgeschlossen wurden, ergibt sich eine eingeschränkte Einflussnahme auf die Ausgestaltung der Versicherungen für das Erwerberkonsortium. Die Projektgesellschaft ist im genannten Zeitraum mitversichert.

Die über das Versicherungskonzept hinausgehenden Risiken bleiben laut einem externen Gutachten in einem vernünftigen kaufmännischen Rahmen, den zu versichern nicht wirtschaftlich wäre.

Unter Verweis auf § 51 Ziffer 11 HGO wird die Stadtverordnetenversammlung gebeten, dem Beitritt der Stadtwerke Marburg GmbH zu der Projektgesellschaft Netzwerk Offshore Wind GmbH & Co. KG in der genannten Größenordnung zuzustimmen.

Egon Vaupel
Oberbürgermeister

Dr. Franz Kahle
Bürgermeister