



NEWS **LETTER** April 2013

4/2013

Bürgerbeteiligungen vs. AIFM Richtlinie Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im März 2013 WKN AG veräußert 10 MW-Windpark Hollige an KGAL GmbH & Co. KG BayWa r.e. kauft Projektrechte für sechs Windparks in Italien Siemens erhält Großauftrag für 270 MW-Park in Kanada Nordsee-Park Bard Offshore 1 geht mit 40 Turbinen ans Netz Agora-Studie bewertet geplanten Offshore-Ausbau kritisch Sachsen korrigiert Ausbauziele für Erneuerbare nach unten

Bürgerbeteiligungen vs. AIFM Richtlinie

Auswirkung des neuen Kapitalanlagegesetzbuches (KAGB) auf die Energiewende

von Lars Deckert

Die De-regulierung des Finanzmarktes, die seit Mitte der 90iger Jahre die Globalisierung katalysierte, kam im Herbst 2008 durch die Insolvenz von Lehmann Brothers zu einem abrupten Halt. Durch die Bankenkrise mit ihrer Verzahnung im Kapitalkreislauf und der Finanzierungsfunktion von Volkswirtschaften folgte auf europäischer Ebene eine Krise, welche nicht nur die Gemeinschaftswährung EURO, als auch den Fortbestand der Idee eines einheitlichen Europas in Frage stellte.

Bezeichnete man den Finanzmarkt bis zum Jahr 2008 als barrierefreies evolvierendes System, so besaß dieser Eigendynamiken, die aus Sicht eines unabhängigen Betrachters kaum zu beherrschen, respektive zu kontrollieren waren. Die somit wieder einsetzende Regulierung von Prozessen, Teilmärkten und anderen Parametern des Finanzmarktes ist schlussendlich die Folge einer Übertreibung, verbunden mit der Hoffnung, wieder Herr der Lage zu werden. Konzentrieren sich die europäischen Regulierungsinitiativen Basel III und Solvency II auf den Banken-, bzw. den Versicherungssektor, so beschäftigt sich die Richtlinie über die Verwalter von alternativen Investmentfonds (Alternative Investment Fund Manager Directive) mit den sogenannten „Schattenbanken“ – im Allgemeinen sind dabei Hedge Fonds und Private Equity Fonds,

in Deutschland aber insbesondere auch die sogenannten geschlossenen Fonds, gemeint. Die Schaffung des Kapitalanlagegesetzbuches (KAGB) ist die deutsche Umsetzung dieser Richtlinie.

Der aktuelle Entwurf des KAGB fasst den Begriff des Alternativen Investment Fonds (AIFs) bewusst weit, um möglichst für alle Anlageformen einen umfassenden Anlegerschutz sicherzustellen und insbesondere der jüngste Fall von United Investors und S&K zeigt die Notwendigkeit dessen. In Abhängigkeit des gesellschaftsrechtlichen Konstrukts oder der Finanzierungsform fallen auch Bürgerbeteiligung unter die AIFM Richtlinie. Der Begriff AIF wird laut Entwurf definiert als „Organismus für gemeinsame Anlagen, der von einer Anzahl von Anlegern Kapital eingesam-

melt, um es gemäß einer festgelegten Anlagestrategie zum Nutzen dieser Anleger zu investieren und der kein operativ tätiges Unternehmen außerhalb des Finanzsektors ist.“ (siehe § 1 Abs. 1 KAGB-E). Beginnend mit dem 22. Juli 2013 benötigt somit jeder Manager eines AIFs grundsätzlich die Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Auf Basis des uns vorliegenden Entwurfs wird jede Erlaubnis an Voraussetzungen, respektive Anforderungen gekoppelt sein, wie u.a. die Höhe des Mindestkapitals (125.000 €), der vorhandenen Eigenmittel (zur Risikoabsicherung 0,01% des verwalteten AIF Portfolios und übersteigt das verwaltete Volumen 250 Mio. € zusätzlich 0,02% auf den übersteigenden Betrag) und der fachlichen Qualifikation des



Geschäftsführers.

Fraglich ist, ob der regulatorische Spagat zwischen global agierenden Hedge Fonds mit ihren Firmensitzen in New York, London oder Hongkong und der Bürgerbeteiligung für die Finanzierung eines lokalen Windparks überhaupt zielführend ist oder jemals sein wird. Und welche potentiellen Auswirkungen auf die Energiewende, insbesondere mit dem Blick auf die Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung, sind zu erwarten, wenn ein so wichtiges Instrument durch regulatorische Hürden möglicherweise ins Abseits gestellt wird.

Im Folgenden werden die Anforderungen an das KAGB definiert, bzw. die relevanten Punkte zusammengefasst und darauf aufbauend die Auswirkungen auf die verschiedenen Gesellschaftsformen von Bürgerbeteiligungen erarbeitet.

1. Einführung von Produktregelungen, welche sich auf die Ausgestaltung von AIFs bezieht (entweder als Investmentaktiengesellschaft mit fixem Kapital oder Investmentkommanditgesellschaft)
2. Einrichtung einer permanenten Risikomanagement-Funktion
3. Pflicht zur regelmäßigen (mindestens jährlichen) Bewertung aller verwaltenden Assets und aller AIF Anteile
4. Grundsatz der Risikomischung (Minimum 3 Vermögensgegenstände oder anderweitige Streuung des Ausfallrisikos) -> Ausnahmen bei Anlagehöhen von min. 20.000 € plus Überprüfung und Bestätigung des Verwalters über die Erfahrung, Kenntnis und Sachverstand des Anlegers

5. Erfordernis einer Verwahrstelle (dargestellt durch einen Treuhänder oder Kreditinstitut)

Sollte das verwaltete Vermögen der AIF Verwaltungsgesellschaft, welche in der Regel von einem Projektentwickler und einem Stadtwerk initiiert wird, kleiner gleich 100 Mio. € sein, gelten zum Teil geringere Anforderungen und es bedarf lediglich einer Registrierung bei der BaFin. Wobei andere Grundsätze in Bezug auf die Risikostreuung und der Verwahrstelle bestehen bleiben.

Auswirkungen auf die verschiedenen Gesellschaftsformen:

- Kommanditgesellschaften bei denen sich Bürger im Rahmen eines Windparkinvestments als Kommanditist oder indirekt als Treugeber beteiligen, fallen unter das KAGB und unterliegen zukünftig der Aufsicht durch das BaFin. Auch wenn der Schwellenwert von 100 Mio. € das Genehmigungsverfahren vereinfacht, bleibt der Grundsatz der Risikostreuung erhalten. Obwohl die Ausnahmeregelung bei Anlagehöhen von 20.000 € oder grösser existiert, hindert dies unserer Meinung nach auf Basis des Entwurfs zum KAGB, eine GmbH & Co. KG zukünftig erfolgreich im Rahmen eines Bürgerwindparks zu implementieren.
- Genossenschaften: Beteiligen sich Genossen direkt an Investitionsprojekten einer Genossenschaften bestehen äquivalenten Schwierigkeiten wie schon bei der Kommanditgesellschaft aufgezeigt. Sollte das Ziel der Genossenschaft sein, einen operativen Zweck zu erfüllen, wie zum Beispiel die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, bei der die Genossenschaft mehrerer Projekte

finanziert und das Eigenkapital und die Rendite nicht projektbezogen von den Genossen eingezahlt wird, sollte der Zweck der Regulierung nicht greifen.

- Darlehen und nachrangige Darlehen: Räumen Bürger im Rahmen eines Windparkprojekts der Projektgesellschaft Darlehen ein, so fällt die Projektgesellschaft durch die Annahme des Darlehens unter das Kreditwesengesetz (KWG) und diese müsste somit eine Banklizenz für das Einlagengeschäft besitzen. Sollte das Darlehen mit einem Rangrücktritt versehen werden, fällt die Projektgesellschaft nicht mehr unter das KWG, wobei dann die Annahme des Darlehens als „Einsammeln von Kapital“ betrachtet werden kann, aktuell aber wohl (noch) nicht wird und deshalb unter § 1 Abs. 1 KAGB-E fällt.

Andere eigenkapitalähnliche Instrumente wie z.B. Genussrechte fallen momentan schon unter Vermögensanlagegesetz und da das KAGB die Art des Einsammeln von Kapital offen lässt, ist davon auszugehen, dass diese auch unter die Regulierung im Rahmen des KAGB fallen werden.

Fazit:

Die Schaffung des KAGB als Umsetzung der europäischen AIFM Richtlinie wird die Beteiligung von Bürgern an lokalen Windprojekten erschweren, in Einzelfällen gar komplett daran hindern und die gewünschte, respektive benötigte Akzeptanz unter der Bevölkerung an Erneuerbare Energieprojekten wird somit weiter schwinden. Insbesondere die

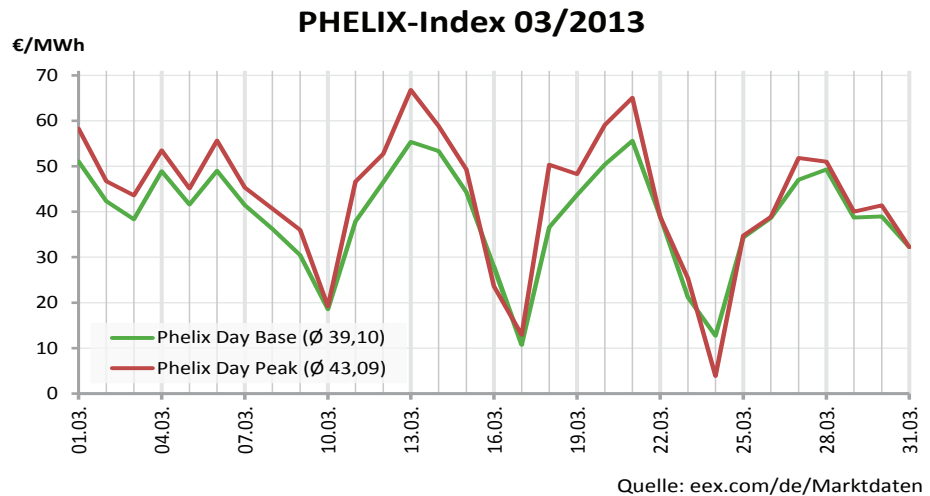
finanziellen Anforderungen an die Verwaltungsgesellschaften stehen im Gegensatz zur aktuellen Kostendiskussion im Rahmen der Energiewende.

Bürgerbeteiligungen haben aus unserer Sicht in erste Linie einen idealen Wert und helfen dem Bürger und der Gemeinde sich mit dem Projekt zu identifizieren. Projektentwickler und Stadtwerke stehen bei Auflage einer Bürgerbeteiligung im engen Austausch mit Gemeinden und Bürgern und unterscheiden sich deshalb grundsätzlich von rendite- bzw. gewinnorientierten Asset Managern anderer Branchen. Auflagen zu Eigenkapital und Eigenmittel oder Anforderungen an das Risikomanagement, Mindestanlagesummen, usw. verfehlen damit unserer Meinung nach das Ziel, dass ein regulatorischen Spagat zwischen global agierenden Fonds und lokaler Bürgerbeteiligung umsetzbar ist. Da es sich bei der aktuellen Fassung des KAGBs um einen Entwurf handelt, ist zu hoffen, dass der Gesetzgeber bis zum 22. Juli noch Ausnahmeregelungen schafft, um der komplexen Energiewende nicht das hilfreiche Instrument der Bürgerbeteiligung zu berauben.

Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im März 2013

Solar- und Windstrom tragen zeitweise mit 30 GW Leistung zur Lastdeckung bei

Nachdem die beiden ersten Monate des Jahres 2013 durch vergleichsweise niedrige Stromproduktion regenerativer Erzeugungsanlagen charakterisiert waren, zeichnete sich deren Leistungs-



fähigkeit im März deutlicher ab. Der anhaltende Winter in Deutschland aufgrund des Kaltlufteinflusses aus Skandinavien und Osteuropa sorgte weiterhin für eine hohe Stromnachfrage.

Während in der Zeit vom 01. bis 06. März die Windstromerzeugung nur mit einer Leistung von maximal 5 GW erfolgte, erreichte die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen am 4. und 5. März aufgrund des klaren Himmels über Deutschland und kalter Witterung mittags Spitzenwerte von beachtlichen 20,5 GW. Der Börsenstrompreis für den Phelix-Index bewegte sich in dieser Zeitspanne zwischen 38 und 51 €/MWh für Grundlaststrom (Phelix Day Base; Tagesmittelwert aller Stundenkontrakte) sowie zwischen 44 und 58 €/MWh für Spitzenlaststrom (Phelix Day Peak; Mittelwert der Stundenkontrakte von 9-20 Uhr). Vom 7. März an verringerte sich der Börsenstrompreis aufgrund stark ansteigender Windstromerzeugung von ca. 40 €/MWh auf unter 20 €/MWh am 10. März, was allerdings auch der geringeren Stromnachfrage am Wochenende geschuldet ist.

Die darauffolgende Kalenderwoche begann mit sehr niedriger Windeinspeisung vom 11. bis 15. März mit einer

Leistung von unter 2 GW. Auch die Solarstromleistung blieb zur Mittagszeit unter 10 GW, woraus hohe Strompreise am Spotmarkt aufgrund hoher Stromerzeugung mittels konventioneller Kraftwerke resultierten. Diese betragen für Grundlaststrom zwischen 38 und 55 €/MWh, in Spitzenlastzeiten waren zwischen 47 und 67 €/MWh zu zahlen. Zum Wochenende des 16. und 17. März stieg die Windstromerzeugung wieder deutlich auf bis zu 18 GW Leistung an. Auch die Photovoltaik erreichte Spitzenwerte von 18 GW, sodass über einige Stunden mehr als 25 GW des Strombedarfs regenerativ gedeckt werden konnte.

Ab dem 19. März verringerte sich die Windenergieeinspeisung signifikant auf unter 5 GW Leistung, auch die Solarstromerzeugung bewegte sich auf niedrigem Niveau von maximal 10 GW, weswegen der Strompreis auf hohen Werten zwischen 43 und 55 € (Grundlast) bzw. 48 bis 65 €/MWh (Spitzenlast) verharrte.

Zwischen dem 22. und 28. März herrschten in der gesamten Bundesrepublik sonnen- und windreiche Wetterverhältnisse. Dies gipfelte jeweils am Mittag des 23., 24. und 25. März in einer Stromerzeugung durch Windener-

gie- und Photovoltaikanlagen mit insgesamt mehr als 30 GW Leistung, was einem Anteil an der gesamten Stromproduktion von etwa 45-50% entsprach. Dadurch kam es am Sonntag, dem 24. März, zu negativen Spotmarktstrompreisen in der Zeit von 12 bis 16 Uhr, in denen Marktteilnehmer die Abnahme von Strom mit bis zu 50,01 €/MWh vergütet bekamen. Dies führte auch dazu, dass der Peak-Strompreis an diesem Tag mit 3,88 €/MWh deutlich unter dem Base-Strompreis von 12,70 €/MWh lag. Für den gesamten Zeitraum betrug der Indexwert für Grund- und Spitzenlaststrom im Mittel etwa 35 €/MWh. In den verbleibenden Märztagen wiederum spielten die regenerativen Energien nur eine untergeordnete Rolle, aufgrund der Osterfeiertage und der geringen Stromnachfrage stellte sich der Börsenstrompreis auf Werte zwischen 32 und 41 €/MWh ein. Der Monatsmittelwert für eine Megawattstunde Grundlaststrom betrug im März 39,10 € und war somit ca. 12% niedriger, als der Indexdurchschnitt vom Februar 2013 (44,62 €/MWh). Für den Kauf von Spitzenlaststrom mussten durchschnittlich 43,09 €/MWh, also 8,20 €/MWh bzw. 16% weniger, als im

Vormonat, aufgewendet werden.

WKN AG veräußert 10 MW Windpark Hollige an KGAL GmbH & Co. KG

Investmentgesellschaft stockt ihr rund 360 MW starkes Windportfolio weiter auf

Die KGAL Unternehmensgruppe hat vom Husumer Projektierer WKN AG einen vollständig errichteten Windpark im niedersächsischen Hollige erworben. Die fünf Anlagen des Typs Vestas V90 - 2.0 MW sind bereits seit Dezember 2012 in Betrieb und besitzen eine Nabenhöhe von 105 m. Mit 10 MW Gesamtleistung wird die jährliche Stromproduktion des Windparks Hollige voraussichtlich rund 23,5 GWh betragen, ausreichend für die Versorgung von rund 6.700 Haushalten mit Öko-Strom.

Der von WKN entwickelte Windpark ist mit Vollumrichtern ausgestattet, die gemeinsam mit den Generatoren eine maximale Netzverträglichkeit gewähr-

leisten und damit einen Beitrag zur Netzsicherheit in Deutschland liefern. Die neuen Anlagen der KGAL befinden sich rund zehn Kilometer westlich der Autobahn A7 im Walsroder Stadtteil Hollige, Landkreis Heidekreis.

Mit dem Erwerb des Windparks Hollige erweitert die KGAL ihr bereits rund 360 MW starkes Windportfolio der Erneuerbare Energien-Fonds konsequent. Die Investmentgesellschaft mit Sitz in Grünwald bei München konzipiert und betreut Fonds sowie Investment-Lösungen. Für die WKN AG war dies der erste Geschäftsabschluss mit KGAL.

BayWa r.e. kauft Projektrechte für sechs Windparks in Italien

Windkraft-Portfolio wächst damit um 210 MW

Die BayWa r.e. renewable energy GmbH (BayWa r.e.) erweitert mit dem Kauf von Projektrechten für sechs Windparks ihr Erneuerbaren-Engagement in Italien. Bislang investierte das Unternehmen bereits in verschiedene Ökostrom-Projekte im Nachbarland, beispielsweise im Bereich der Solarenergie. Da Italien für Windenergie inzwischen einen der Schlüsselmärkte in Europa darstellt, verstärkt auch die BayWa r.e. dieses Geschäftsfeld.

Die von Hideal Partners erworbenen sechs Windparks mit einer Gesamtleistung 210 MW sollen in den Regionen Latium, Apulien, Kampanien und Sardinien errichtet werden. Künftig sollen sie die Versorgung von rund 140.000 Haushalten mit sauberem Strom leisten können.



Siemens erhält Großauftrag für 270 MW-Park in Kanada

Samsung und Pattern Energy planen 7 Mrd. US\$ in Erneuerbare zu investieren

Der Ausbau der Windenergie in Kanada schreitet mit hohem Tempo voran. Nach Angaben des kanadischen Windverbandes ist das Land mit 5.600 MW installierter Leistung bereits der neuntgrößte Produzent weltweit. Gigantische Windkraft-Projekte stehen dabei noch vor der Realisierung.

Die Provinz Ontario ist derzeit landesweit führend bezüglich des Ausbaus der Regenerativen. Bis Mitte nächsten Jahres wird Ontario seine installierte Gesamtleistung voraussichtlich auf 6,8 GW erhöhen, und damit noch einmal fast verdoppeln. Rund ein Fünftel der Stromerzeugung erfolgt dann aus Erneuerbaren. Dazu nicht unbeachtlich beitragen wird eine neue Bauoffensive von Samsung Renewable Energy und der Pattern Energy Group: Mit Investitionen in Höhe von 7 Mrd. US\$ sollen in Ontario Wind- und Solaranlagen mit insgesamt 2,5 GW Leistung entstehen.

Für das 270 MW-Projekt South-Kent-Energy konnte sich Siemens nun im März einen Großauftrag im dreistelligen Mio.-Euro-Bereich sichern. Insgesamt 124 Turbinen wird das Münchner Unternehmen für den Windpark in der Provinz Ontario liefern und installieren. Die Anlagen des Typs SWT-2.3-101 haben einen Rotordurchmesser von 101 m und eine Leistung von jeweils 2,3 MW und können damit insgesamt mehr als 100.000 Haushalte mit grünem Strom versorgen. Der Netzanschluss des Parks ist für das Frühjahr 2014 vorgesehen.

Über das Auftragsvolumen des 270 MW Vorhabens äußerte sich Anlagenhersteller Siemens nicht, Experten schätzen die Kosten für jedes MW installierter Leistung jedoch auf rund eine Mio. Euro. Die Fertigung der einzelnen Bauteile erfolgt ausschließlich in Übersee. Die Maschinenhäuser werden vom US-Standort Hutchinson importiert, die Rotorblätter vor Ort im kanadischen Tillsonburg, Ontario, produziert.

Der deutsche Industrieriese Siemens hat sich seit der Reaktorkatastrophe aus der Kernkraft zurückgezogen und seine Energiewende offenbar gemeistert. Mit Kanada öffnet sich nun ein weites Feld für den Anlagenhersteller.

Ontario will die Kohleerzeugung fast

gänzlich herunterfahren und nimmt noch in diesem Jahr die zwei Kohlekraftwerke Lambton und Nanticoke mit 2,7 GW vom Netz, das Kraftwerk Atikokan wird bis 2014 auf Biomasse umgestellt. Der größte Windpark Kanadas ist derzeit im Bundesstaat Alberta in Planung. Der 414-MW-Park Wild Rose des Projektentwicklers Naturener Energy Canada Inc., Tochter der spanischen Grupo Naturener, S.A., soll bis Ende 2015 fertig gestellt sein. Mit einem Rekordvolumen von über 420 Mio. US\$ wurde der französische Anlagenhersteller Alstom beauftragt, 138 Anlagen des Typs ECO 110 zu liefern. Die Turbinen haben einen Rotordurchmesser von 110 m und erzielen jeweils eine Leistung von 3 MW. Bereits Mitte des Jahres geht Wild Rose in die erste Bauphase.

Nordsee-Park Bard Offshore 1 geht mit 40 Turbinen ans Netz

Debakel um Offshore-Industrie erschwert Investorensuche der Bard Holding GmbH zusätzlich

Der Nordsee-Windpark Bard Offshore 1 ist zur Hälfte am Netz. 40 Turbinen mit einer Leistung von jeweils 5 MW haben den Betrieb aufgenommen, 40 weitere Windräder sollen bis Anfang 2014 hinzukommen. Auch wenn die Bard Holding GmbH weiter dringend nach einem Investor sucht, blickt das Unternehmen zum „Bergfest“ des Meereswindparks optimistisch in Richtung Fertigstellung. Viele Vorarbeiten sind abgeschlossen, mehr als 70 Fundamente und Stützkreuze wurden bereits am Meeresboden befestigt. Im Sommer soll ein Groß-



teil des Parks fertig gestellt werden, der Zeitplan eingehalten.

Die Bard Holding GmbH zählt zu den Pionieren in der deutschen Offshore-Branche. Gründer Arngolt Bekker musste jedoch Ende 2010 seine Mehrheitsanteile unter dem Druck der Kreditgeber abgeben, nachdem er bei der Projektierung des Offshore Parks Bard 1 das Nordsee-Vorhaben unterschätzt hatte und sich die Kosten enorm erhöhten. Bereits Ende 2011 sollte Bard 1 eigentlich fertiggestellt sein. Der Zeitplan wurde immer wieder verschoben.

Der heutige Bard-Chef Michael Baur räumt ein, dass man anfangs große Fehler gemacht habe und ein richtiges Projektmanagement fehlte. Baur hat im Sommer 2012 die Bard-Geschäftsführung als Interimsmanager übernommen, in seinem Hauptberuf ist er Deutschland-Leiter der Unternehmensberatung Alix Partners. Das Unternehmen Bard mit seinen rund 1.000 Mitarbeitern liegt derzeit in den Händen eines Treuhänders. Einige Bereiche musste Bard bereits zurückfahren, beispielsweise die eigene Rotorblattfertigung, oder das Errichten von Fundamenten. Die Tochtergesellschaft Cuxhaven Steel Construction wurde laut Baur erstmal „eingefroren“.

Ein neuer Investor für das Unternehmen als auch für Bard 1 wird dringend benötigt, auch für den Bau des nebenan befindlichen „Schwesterparks“ Veja Mate werden noch Geldgeber gesucht, obwohl eine feste Netzzusage hier bereits vorliegt.

Verärgert zeigt sich Baur über die mit der sogenannten Strompreisbremse von der Bundesregierung angestrebte Änderung der Einspeisevergütung auch für Meereswindstrom. Man dürfe die Offshore-Industrie nicht in einen Topf werfen mit den bereits etablierten Pho-

tovoltaikanlagen oder den Windparks an Land. Ebenso warnt er vor der Abwanderung von Investoren in europäische, speziell englische, Nachbargewässer. Zögerliche Investoren kann die Bard Holding gerade nicht gebrauchen, denn auch die vielen Fachleute des Unternehmens sind unter derzeitigen Umständen nicht mehr lang zu halten.

Den Weiterbetrieb des Parks Bard 1 sieht Baur hingegen nicht in Gefahr. Die Großbank Unicredit, welche das Offshore-Projekt von Beginn an finanzierte, ist über die Gesellschaft Ocean Breeze inzwischen Eigentümerin des Windparks. Mit Bard 1 musste Unicredit große Verluste hinnehmen, nun hofft die Bank mit der Teilinbetriebnahme auf laufende Einnahmen und sich damit erhöhende Verkaufschancen. Einschätzungen der Finanzwelt zufolge sollen sich die Baukosten für den Nordsee-Park rund 100 Kilometer nordwestlich von Borkum inzwischen auf fast 3 Mrd. €, immerhin nahezu 37,5 Mio. € pro WEA bzw. 7,5 Mio. € pro MW, belaufen.

Agora-Studie bewertet geplanten Offshore-Ausbau kritisch

Fazit: Meer-Windkraft schlichtweg zu teuer

Eine neue Agora-Studie zur Energiewende dürfte die Offshore-Branche kräftig ins Wanken bringen. Experten des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik sowie des Beratungsinstituts Consentec GmbH aus Aachen berechneten im Auftrag des think tank Agora Energiewende die Kosten für den geplanten Ausbau der

Offshore-Windkraft.

Vor allem im Vergleich mit der Windenergiegewinnung zu Lande zeigt sich ein enormer Kostenunterschied. Der Ausbau der Windkraft auf See ist schlichtweg viel teurer, die Onshore-Windenergie wesentlich wirtschaftlicher. Die große Differenz begründet sich vorrangig durch die jeweils notwendigen Investitionskosten. Die Kostenersparnis bei Onshore-Windkraft liegt gegenüber Offshore-Anlagen demnach jährlich zwischen 1,9 und 2,5 Mrd. €. Trotzdem hält die Bundesregierung nach wie vor an den Plänen der rot-grünen Vorgänger-Regierung aus dem Jahr 2002 fest, in deutschen Gewässern ein Portfolio von 10.000 MW zu installieren. Die Offshore-Anlagen in Nord- und Ostsee seien für die Energiewende wesentliche Säulen. Derzeit weist Deutschland mit nicht einmal 300 MW installierter Leistung ein bescheidenes Offshore-Windportfolio auf. Kanzlerin Merkel und das Energieminister-Duo Peter Altmaier (CDU) und Philipp Rösler (FDP) setzen dennoch weiter auf den Ausbau der Offshore-Windenergie, während sie die Windkraft an Land eher einzudämmen planen.

Dabei spricht die errechnete Kostenersparnis eindeutig für den Bau weiterer Onshore-Anlagen, vor allem in den süddeutschen Bundesländern. Der Transport des Ökostroms vom Norden in den Süden ist vor allem wegen des notwendigen Netzausbaus teuer und aufwendig, der verbrauchsnahe Bau von Windturbinen macht wirtschaftlich Sinn. Im Norden kommt es angesichts fehlender Leitung immer öfter zu Abschaltungen

und damit verbundenen Kompensationszahlungen.

Die Berechnungen der Agora-Studie basieren auf den Erwartungen der Bundesnetzagentur für das Jahr 2023, die in zehn Jahren mit 58 TWh Offshore- und 123 TWh Onshore- Windkraft rechnet. Die Agora-Gutachter ließen den Onshore-Wind für ihre Studie sogar auf ganze 160 TWh ansteigen, der benötigte Offshore-Windenergieanteil läge dann nur noch bei 20 bis 30 TWh.

Einen kompletten Ausstieg aus der Offshore-Industrie lehnt das Gutachten jedoch ab, die Technologie solle stattdessen weiterentwickelt werden. Ronny Meyer, Geschäftsführer des Offshore-Industriernetzwerkes WAB e.V., kritisiert den einseitigen Fokus der Studie auf die reine Kostenanalyse: „Dass die Offshore-Windenergie mit mehr als 4.000 Volllaststunden im Jahr auch einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann, wird in der Studie nicht mit einer Zeile erwähnt.“ Erfreut zeigt sich Meyer hingegen über die Einigung der fünf Küstenländer Hamburg, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein zum weiteren Offshore-Ausbau. In einem gemeinsamen Positionspapier hielten die Bundesländer fest, auf Verzögerungen beim Netzausbau beispielsweise mit einer Anpassung des Stauchungsmodells zu reagieren, wenn dadurch Fristen überschritten wurden. Das Stauchungsmodell ermöglicht Offshore-Windturbinen eine erhöhte Anfangsvergütung. Bereits nach Ostern soll es eine weitere Agora Energiewende-Studie zum sogenannten Photovoltaik-Breakthrough-Szenario geben. Ausgehend von der Annahme, dass bis zum Jahr 2033 der PV- und Batteriesystemausbau auf bis zu 150.000 MW anwächst, soll die Expertise die Auswirkungen einer so

großen solaren Erzeugungskapazität auf das Versorgungssystem untersuchen. Von Interesse sind dabei wiederum die Kosten, vor allem mit Blick auf die Offshore-Industrie. Während die Regierung weiter auf die Strompreibremse drückt, dürfte die Agora-Studie durchaus auch Druck auf das politische Berlin ausüben.

Sachsen korrigiert Ausbauziele für Erneuerbare nach unten

Neue Klima- und Energieprogramm überrascht mit Restriktionen für Windenergie

Das Bundesland Sachsen beschreitet ganz neue Wege in Sachen Energiewende. Im kürzlich verabschiedeten Klima- und Energieprogramm des Freistaates wurden die Ausbauziele für die Erneuerbaren überraschend stark zurückgeschraubt. Eigentlich sollte der Anteil der regenerativen Energien am Bruttostromverbrauch in den nächsten zehn Jahren von derzeit 17 bis 20% auf 33% anwachsen, nach den neuen Beschlüssen des Kabinetts wird er jedoch in den nächsten zehn Jahren nur bis auf 28% steigen.

FDP-Wirtschaftsminister Sven Morlok legt dieser Entscheidung die Interessen der Bürger zu Grunde. In der Bevölkerung gebe es zunehmend Vorbehalte gegen Windräder, außerdem gebe es bald „zu viel Wind“, addiere man die aktuellen Ausbauziele aller Bundesländer. Die Länder planen insgesamt in den nächsten zehn Jahren 84,6 GW aus Onshore-Windkraftanlagen zu erzielen, vom Bund angestrebt sind hingegen

nur 49,5 GW. Auch deshalb sehe Sachsen keine Notwendigkeit für einen eigenen „hohen Beitrag“.

Die Opposition reagierte empört, der frühere SPD-Wirtschaftsminister Thomas Jurk sprach von einer „Energiewendebremse“. Bei Windrädern verweise Morlok auf die Folgen für die Landschaft, die vom Kohleabbau massiv beeinflussten Regionen blende er hingegen aus, kritisiert die Linken-Abgeordnete Jana Pinka. Die Restriktionen für die erneuerbaren Energien stehen für die Linken einer Ziellosigkeit bei der Braunkohle gegenüber.

Kritik zur Senkung des Anteils erneuerbarer Energien ertete das Energie- und Klimaprogramm nicht zuletzt auch von den Grünen. Der Landtagsabgeordnete Johannes Lichdi warf der CDU/FDP-Koalition vor, den Ausbau der umweltfreundlichen und dauerhaft bezahlbaren Energieversorgung aus ideologischen Gründen „brutal“ abzuwürgen. Aus den eigenen Reihen erhielt Morlok hingegen Zuspruch. CDU-Energieexperte Georg-Ludwig von Breitenbuch befindet den „eigenständigen Weg Sachsens“ für „gut und richtig“.

Haftungsausschluss & Copyright:

Sämtliche Informationen des 4initia Newsletters wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des 4initia Newsletters sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung von der 4initia GmbH unzulässig. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.