

Künftige Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien

H. Kabisch, W.-D. Sieberth; Berlin

Die letzten Monate haben gezeigt: Der Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung wird fortgesetzt. Der Beitrag beschreibt den aktuellen Stand und Entwicklungen bei der Stromerzeugung aus Biomasse, Erdwärme, Brennstoffzellen und Offshore-Windenergieanlagen.

1 Energiegipfel

Am 3.4.06 fand der bereits im Vorjahr angekündigte Energiegipfel unter Leitung der Bundeskanzlerin statt. Teilnehmer lobten die intensive Vorbereitung und die Einbeziehung mehrerer Energieexperten. Damit konnte offensichtlich die Qualität der dreistündigen Beratung gegenüber früheren Treffen mit Bundeskanzler Schröder verbessert werden. Die Ergebnisse sind mäßig, da die Energiewirtschaft Bekanntes wiederholte und zur Kernenergie keine neuen Entscheidungen auf der Tagesordnung standen:

- Nach wie vor gibt es bei den beiden Regierungsparteien zu den Atomkraftwerken unterschiedliche Vorstellungen. Deshalb bleibt es bei der Vereinbarung zwischen der Schröder-Regierung und den Energiekonzernen, die noch betriebenen Kraftwerke schrittweise abzuschalten.
- Entsprechend den Aussagen der Energiewirtschaft werden bis 2012 Investitionen in neue Kraftwerke und Netze von mehr als 30 Mrd. Euro zugesagt. Dazu gehören 29 Gas- und Kohlekraftwerke. Bis zum gleichen Termin stehen weitere 40 Mrd. Euro zur Finanzierung erneuerbarer Energien (EE) zur Verfügung. Die Leistungssteigerungen reichen aus, um die planmäßige Abschaltung von sieben Atomkraftwerken ohne Versorgungslücke zu realisieren.
- Zusätzlich zu diesen Geldmitteln stellt der Bundesverband EE zusammen mit seinen Mitgliedsverbänden bis zum Jahr 2012 insgesamt 71 Mrd. Euro zur Verfügung. Das Geld ist allerdings ausschließlich für neue Produktionsstätten und Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung vorgesehen. 40 Mrd. Euro sollen in den Strombereich fließen.

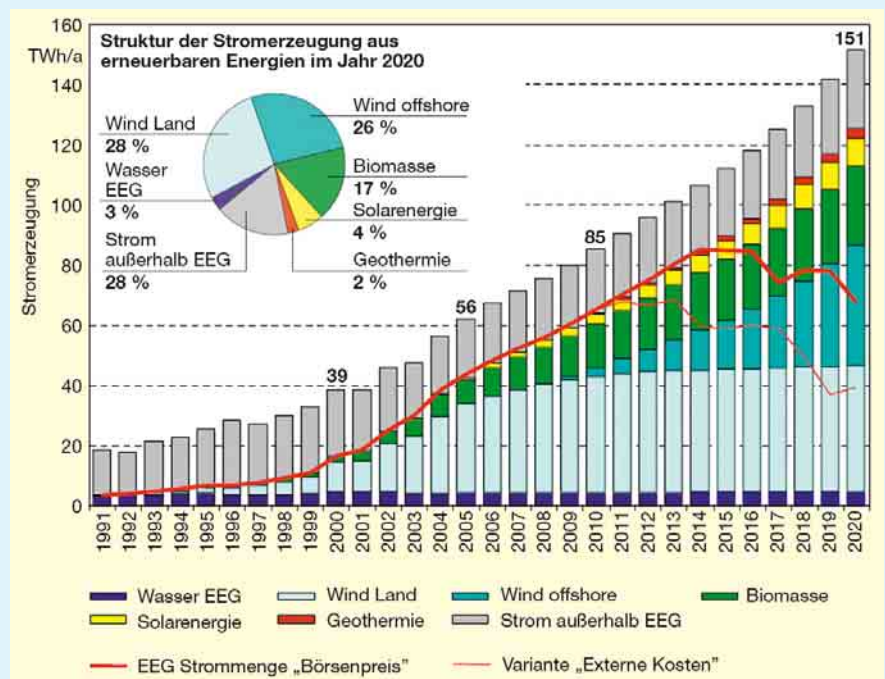
Die Bundesregierung will ein „Energiekonzept“ in der 2. Hälfte des Jahres 2007 vorlegen. Wichtige Bausteine sollen in den nächsten Monaten gemeinsam mit den Teilnehmern des Energiegipfels und weiteren

Experten erarbeitet werden. Vereinbart wurde ein weiteres Treffen im Herbst. Bis dahin sollen in drei Arbeitsgruppen zu nationalen und internationalen Aspekten sowie zu Forschung und Energieeffizienz zentrale Fragen der Energiepolitik diskutiert werden. Die Arbeitsgruppen legen bis September 2006 ihre Schlussfolgerungen und Empfehlungen vor. Darüber hinaus will die Bundesregierung wichtige Voraussetzungen zum Energiewandel durch die Beschleunigung von Planungsverfahren schaffen. Parallel dazu soll eine Innovationsoffensive und ein Aktionsprogramm „Energieeffizienz“ neue Energietechnologien voranbringen. Ferner fördert der Bund weiterhin die Gebäudesanierung. Zudem will die Bundesregierung die Mittel für Energieforschung und Innovationen um mehr als 30 % aufstocken. Im Zeitraum 2006 bis 2009 wird sie insgesamt 2 Mrd. Euro in neue Energietechnologien investieren. Ferner sind u. a. umfangreiche Investitionen in CO₂-freie Kohlekraftwerke geplant.

2 Stromerzeugung bis 2020

Genau genommen hat die Mehrzahl der mit dem Energiewandel befassten Verbände, Institute und Produzenten nach der Bundestagswahl ihre Arbeit ohne Pause fortgesetzt. Basis war dabei neben den unveränderten Gesetzen einschließlich Erneuerbarem Energie Gesetz (EEG) eine Studie aus dem Jahr 2004 [1, 2]. Am 19.1.06 stellte der neue Bundesumweltminister *Sigmar Gabriel* (SPD) eine weitere, von ihm veranlasste Studie vor. Gegenstand der von den gleichen Autoren erstellten Ausarbeitung ist die Stromerzeugung mit EE bis 2020. Aus Sicht von *Gabriel* kann der Ökostromanteil auf 25 %, unter günstigen Rahmenbedingungen sogar auf rund 30 % ausgebaut werden. Damit erhöhte er die Zielvorstellung seines Vorgängers *Trittin*, der „mindestens 20 %“ anstrebte.

Nach den Berechnungen der neuen Studie können – bei Beibehaltung des bisherigen Ordnungsrahmens – im Jahr 2020 rund 150 TWh (Mrd. kWh) Strom aus EE erzeugt werden. Bild 1 zeigt dazu die Entwicklung der Stromerzeugung. Vorgestellt wird die Hauptvariante „Börsenpreis“, nach der bis 2020 noch etwa 55 % der gesamten EEG-relevanten Strommenge von 125 TWh nach dem EEG vergütet wird. In der Variante „Externe Kosten“ sind es nur noch 30 %. In beiden Fällen ist praktisch die gesamte Stromerzeugung aus Offshore-Anlagen nicht mehr auf die EEG-Förderung angewiesen, weil 90 % des Stromzuwachses aus diesen Anlagen nach 2010 erfolgt. Ähnliches gilt gemäß der Variante „Externe Kosten“ für



1 Entwicklung der Stromerzeugung aus EE im Szenario „Wahrscheinlicher Ausbau“ und Anteil der Förderung nach EEG entsprechend dem angelegten Wert in der Hauptvariante „Börsenpreis“ und der Variante „Externe Kosten“. Quelle: BMU

Autoren

Dipl.-Ing. Helmut Kabisch und Dipl.-Ing. Wulf-Dietrich Sieberth sind freie Fachautoren, Berlin.

Onshore-Windanlagen. Von der gesamten Stromerzeugung aus Wind 2020 (82 TWh) werden dann noch 24 TWh oder 29 % nach EEG vergütet. Für den angesetzten Mix der übrigen Sparten gilt laut Studie, dass abgesehen von wenigen Ausnahmen die Wettbewerbsfähigkeit erst nach dem Ende der 2. Dekade erreicht wird. Die Kosten für die EEG-Umlage werden demzufolge Mitte des nächsten Jahrzehnts ihren Höhepunkt erreicht haben und danach wegen der degressiv gestalteten Vergütungssätze wieder zurückgehen. Dabei führt laut Bundesumweltministerium nur der dynamische Ausbau insbesondere bei Biomasse und PV – durch die dort vergleichsweise hohen Vergütungssätze – zu einer weiteren Steigerung der EEG-Umlage auf jede kWh Strom. Dagegen sinken die absoluten Umlagekosten für Strom aus Windkraft trotz weiterem Ausbau dabei stetig von derzeit etwa 90 Cent auf unter 20 Cent monatlich (bezogen auf einen Durchschnittshaushalt mit 3 500 kWh/Jahr). Diese Entwicklung könnte 2007 zu einer schrittweisen Reduzierung der PV-Förderung führen. Allerdings bedeutet das den Verlust von Arbeitsplätzen in der PV-Branche.

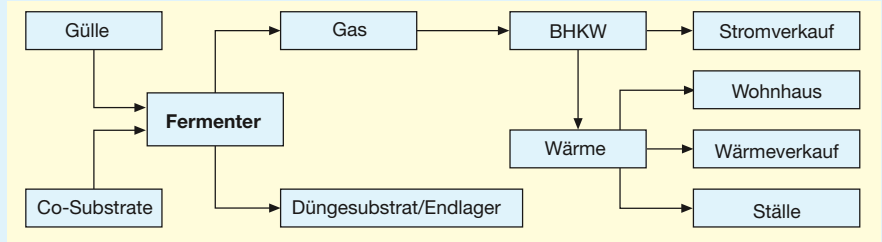
3

Strom aus Biomasse

Die Stromerzeugung aus Biomasse unterschiedlichster Zusammensetzung ist seit Verabschiedung der Biomasse-Verordnung Mitte 2001 in Deutschland sprunghaft angestiegen. Am Anfang dieser durch das EEG geförderten Entwicklung standen **Kraft-Wärme-gekoppelte Anlagen (KWK) mit Holzverbrennung** bis 20 kW_{el} auf dem Programm. Heute wird diese Entwicklung zunehmend durch **mit Pflanzenöl befeuerte Kraftwerke und Blockheizkraftwerke (BHKW)** sowie durch **Holzvergassung** ergänzt.

Im Gegensatz zu den fluktuierenden Stromquellen Windenergie und PV kann Strom aus Biomasse auch immer dann geliefert werden, wenn ein Bedarf besteht. Deshalb ist sie in vielen Fällen unverzichtbar. Das gilt insbesondere dann, wenn die Stromerzeugung aus Eigenerzeugungsanlagen am NS-Anschlusspunkt mehr als 20 bis 25 % der gesamten Stromerzeugung erreicht. Um auch in dieser Situation Netzstabilität, Versorgungssicherheit und wirtschaftliche Energieversorgung sicherzustellen, bedarf es eines „Bidirektionalen Energiemanagement Interfaces“, das alle notwendigen Einzelaufgaben erfüllt. Dazu haben sowohl das Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) in Kassel als auch das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg erste Systeme entwickelt und erprobt.

Das größte Wachstum vollzog sich in den letzten Jahren aber bei **Biogasanlagen**. Sie verarbeiten Gülle und Festmist aus dem Bereich der benachbarten Landwirtschaft, organische Reststoffe wie Fette, Gemüseschälreste so-



② Schematische Darstellung der Verfahrensprozesse bei der Erzeugung von Biogas sowie Strom und Wärme.

Quelle: RHB

wie Schlempen aus der Lebensmittelindustrie. Ein besonders ertragsreicher Biogastyp verarbeitet nur speziell gezüchtete Energiepflanzen – auch als nachwachsende Rohstoffe bezeichnet. Alle genannten Stoffe werden in der Biogasanlage vermischt, erwärmt und gerührt (Bild ②). Methanbakterien aus der Gülle zersetzen die organischen Verbindungen und produzieren Biogas. Bei den bislang üblichen Anlagen wird das Biogas in unmittelbarer Nähe dazu von einem BHKW in Strom und Wärme umgewandelt. Beides wird vor Ort anteilig zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt. Der größte Teil des Stromes wird über den räumlich nächsten Stromanschluss dem Netzbetreiber zum Verkauf zur Verfügung gestellt. Seit dem Spitzenjahr 2005 gehören offensichtlich Biogasanlagen zu den effektivsten unter den stromerzeugenden EE. Unterstützt durch die Förderung laut EEG beträgt die deutschlandweit installierte elektrische Leistung mehr als 500 MW. Für dieses Jahr rechnet der Biogasfachverband erstmalig mit 1000 Anlagen. In der Mehrheit handelt es sich dabei um Anlagen mit einer Nennleistung von etwa 500 kW. Erreicht wird ein solches Wachstum ähnlich wie bei Windenergie und PV über Biogasfonds. Dabei ist in diesem Jahr *Ulrich Schmack*, Vorstandsvorsitzender der Schmack Biogas AG, wiederum einer der Aktivsten. Bereits im vergangenen Jahr hat er zusammen mit 69 Unternehmen 120 Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 25 MW erbaut bzw. betrieben. In diesem Jahr sollen sechs Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 2,93 MW folgen. Um Risiken von Ernteausfällen zu senken, befinden sich die Anlagen in Bayern, Brandenburg, Niedersachsen und Sachsen-Anhalt.

Nicht immer werden Strom und Wärme in die öffentlichen Netze eingespeist. Eine Biogasanlage wurde beispielsweise Ende vergangenen Jahres im niedersächsischen Dorf Jähneke installiert. Sie versorgt zusammen mit einem Holzhackschnitzelheizwerk die 750 Einwohner des Dorfes mit Strom und Wärme. Die Einwohner sind Eigentümer und Betreiber der Energieversorgung, liefern Energiepflanzen aus eigener Produktion und bekommen nicht verbrauchten Strom nach den Regeln des EEG vergütet. Angesichts der wachsenden Energiepreise gibt es Interessenten, die Nachahmer werden könnten.

Nach mehrjährigen Bemühungen besteht seit diesem Jahr die Möglichkeit, aus Biogas einen Energieträger mit Erdgasqualität zu machen: **Biomethan** oder **Greengas** ist der Name. Vor-

aussetzung dafür ist eine kostengünstige „Biogasreinigung“, um die Verträglichkeit im Gasmotor zu verbessern. Darüber hinaus ist der Brennstoffanteil „Methan“ (CH₄) auf 98 % zu erhöhen. Greengas ist eine EE, während das natürliche Erdgas kohlenstoffhaltig ist und deshalb bei Verbrennung CO₂-Emissionen in die Atmosphäre entlässt. Vorteil dieser Entwicklung ist vor allem die Möglichkeit, Greengas unter Einhaltung bestimmter Voraussetzungen im Erdgasnetz zu lagern und damit das Erdgasnetz zur Verteilung bis zum Verbraucher zu nutzen. Das betrifft auch die Verlagerung der Stromerzeugung in Verbrauchernähe.

Zu den ersten Nutzern von Greengas im Bereich der stationären Energieversorgung gehören Stadtwerke. So errichtet RWE westlich von Köln eine Biogasanlage mit einer Gasleistung von 5 MW. Eine zweite Anlage ähnlicher Größe entsteht in Grenznähe zu Holland. Eine dritte, anlässlich der Berliner Energietage vorgestellte KWK-Anlage wird von der Stadtwerke Aachen AG (STAWAG) realisiert. Ihr Ziel ist die Versorgung von sechs im Stadtgebiet Aachen installierten BHKW mit einer elektrischen Gesamtleistung von 2 MW. Strom und Wärme liefert dafür eine aus der Schweiz importierte „Bio-Erdgasanlage“, die Biogas und daraus Greengas erzeugt. Die notwendige Biomasse beschafft eine neu gebildete Agrargenossenschaft. Parallel zu diesem Projekt soll diese Art der Energieversorgung über die neu gebildete Trianel-Service AG auch auf andere Stadtwerke erweitert werden. Es handelt sich dabei um einen Energiehändler, hinter dem 21 Stadtwerke und kommunale Unternehmen in Deutschland stehen. Verschiedene von ihnen wollen mit Greengas und Eigenenergieanlagen von den großen Energiekonzernen und ihrer Preispolitik unabhängiger werden. In diese Aktion sind Stadtwerke aus Lemgo, Kassel, Schwäbisch-Hall und Unna als „Kompetenzpartner“ einbezogen. Experten halten es für möglich, dass in diesem Rahmen vielleicht sogar eine neue Energieversorgung mit 100 und mehr BHKW entsteht.

4

Stromerzeugung mit Erdwärme

Während geothermische Energie in Deutschland bereits seit einigen Jahrzehnten zur Heizung genutzt wird, steht die Stromerzeugung durch geeignete Kraft und Wärme noch vor ihrer Bewährungsprobe. Eine erste Versuchsanlage mit einer elektrischen Leistung von

210 kW wurde 2003 in Neustadt-Glewe in Betrieb genommen. Um größere Leistungen zu realisieren, bedarf es höherer Temperaturen. Das bedeutet bei den in Deutschland vorhandenen Bedingungen Bohrtiefen von 3000 bis 5000 m. Sie gestatten den Transport des Warmwassers an die Erdoberfläche und ermöglichen dort die Stromerzeugung mit speziellen Wärmekraftwerken (Bild ③).

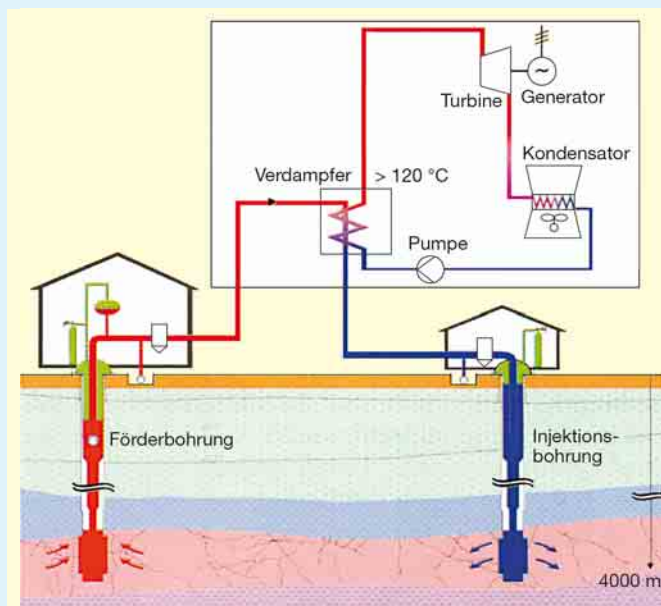
Das stromerzeugende Potential wird in Deutschland auf 200 Mrd. kWh geschätzt. Nachdem die rot-grüne Regierung seit 1999 die Forschung auf diesem Gebiet finanzierte, gibt es in mehreren Regionen Bohranlagen, die in den nächsten Jahren die Nutzung der Erdwärme zur Stromerzeugung schrittweise ermöglichen. Da die in der Erde gespeicherte Wärme nach menschlichen Maßstäben als unerschöpflich gilt, wird eine nachhaltige und wirtschaftliche Stromversorgung mit EE geschaffen.

Kennzeichen dieser Kraftwerke ist die Stromgewinnung im ein- bzw. zweistelligen MW-Bereich. Das gilt beispielhaft für das Forschungsprojekt in Groß Schönebeck/Eberswalde bei

Berlin (Bild ④). Die unter Verantwortung des Potsdamer Geoforschungszentrums (GFZ) durchgeführten Bohrungen sind bereits weitgehend abgeschlossen. Bei positivem Abschluss der Bohrarbeiten ist der nächste Schritt der Bau eines Kraftwerkes, initiiert durch den örtlich zuständigen Energieversorger Vattenfall, der sich an der Finanzierung des Forschungsthemas beteiligt.

Nicht weit davon entfernt entsteht gleichzeitig das erste privat finanzierte und deutschlandweit leistungsstärkste Geothermiekraftwerk (25 MW). Die Energie liefert ein bereits zu DDR-Zeiten durch Bohrungen für Erdgas und Erdöl ausführlich geologisch untersuchtes Gelände. Mit drei 500-m-Tiefbohrungen sollen zunächst die geologische Struktur kontrolliert und die Temperatur getestet werden. Sie sind die energetische Grundlage für eine 2,5 MW liefernde Demonstrationsanlage. Bis 2020 soll dann die um drei Kraftwerksblöcke komplettierte Stromerzeugung mit voller Leistung an das Netz gehen.

Das nächste Elektroenergie liefernde Erdwärmekraftwerk wird vermutlich schon 2007



③ Um aus Erdwärme Strom zu erzeugen, wird mit dem heißen Wasser aus der Tiefe ein Kreislauf mit einer Flüssigkeit erhitzt, die bereits bei niedriger Temperatur siedet. Der so aufgebaute Dampfdruck treibt Turbine und Generator an.

Quelle: GFZ



④ In einem Großexperiment zur Stimulierung geothermischer Energie injizierte eine Arbeitsgruppe des GFZ 17 Mio. Liter Wasser in ein Bohrloch bei Groß Schönebeck in der Nähe von Berlin. Damit sollte der Nachweis erbracht werden, ob geothermische Stromerzeuger unter den dort vorherrschenden geologischen Bedingungen möglich sind

Quelle: GFZ

betriebsbereit sein. Es entsteht im Oberrheingraben und damit in der „geologisch heißesten Zone“ Deutschlands. Wenn alles gut geht, wird das von Siemens erbaute Kraftwerk – neben Fernwärme – Strom mit einer elektrischen Leistung von 6,4 MW liefern.

5 Brennstoffzellen

Nach wie vor werden die vorgestellten Kraft-Wärme-gekoppelten Systeme (KWK) mit BHKW betrieben, deren gasmotorische Stufe den elektrischen Wirkungsgrad auf etwa 40 % begrenzt. Eine vielversprechende Alternative dazu ist die Brennstoffzelle (BZ), deren elektrischer Wirkungsgrad nachweisbar mindestens 10 % höher liegt. In Deutschland ist es aber noch nicht gelungen, selbst die erfolgreich getesteten BZ zu vertretbaren Kosten auf den Markt zu bringen.

Da auch die BZ-Entwicklung für Straßenfahrzeuge in Deutschland noch weit von der Serienreife entfernt ist, hat die Regierung u. a. die Forschungsmittel für Wasserstoff- und BZ-Technologien wesentlich erhöht. Parallel dazu wurde ein nationales Innovationsprogramm zum gleichen Thema vorbereitet. Es enthält alle bestehenden und ein umfangreiches Bündel neuer Maßnahmen und bezieht dabei Institute, Industrie und Ministerien ein. Ziel ist die Sicherung des Industriestandortes und ihrer Arbeitsplätze im Automobilbau, in der BZ-Heiztechnik, auf dem Gebiet der BZ-KWK-Anlagen sowie im portablen Bereich. Finanziert werden diese Entwicklungsarbeiten gemeinsam von Regierung und Wirtschaft mit zunächst 1 Mrd. Euro. Die Bundesregierung fördert darüber hinaus in den nächsten zehn Jahren die einschlägige Forschung mit weiteren 500 Mio. Euro. Diese Aktivitäten wurden bereits im Koalitionsvertrag vereinbart.

6 Windkraftanlagen

Bereits heute liefern Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland den größten Anteil an nachhaltig erzeugter Elektroenergie. Dieser Anteil soll weiter wachsen. Um die Energieeffizienz und die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, werden die WEA ständig weiterentwickelt. Windparks sind bereits zuverlässige Stromlieferanten, die weitgehend das technische Niveau fossiler Kraftwerke erreichen und teilweise übertreffen. Ältere WEA müssen aber noch modernisiert werden. Insgesamt ist es der Windenergiebranche gelungen, die Kosten schrittweise zu reduzieren. Sie geht davon aus, dass Mitte des nächsten Jahrzehnts der Windstrom mit Strom aus Kohle oder Gas auf gleichem Preisniveau konkurrieren kann. Parallel dazu entfallen schrittweise die heute noch erforderlichen Förderungen gemäß EEG.



5 Offshore-WEA im Breitling in der Bauphase

Als Gründungsstruktur wurde ein sog. Spundwandfangedamm mit einem Durchmesser von 18 m gewählt. Die Lastableitung erfolgt durch eine Stahlbetonplatte, die im Verankerungsbereich des Turmes eine Dicke von 2,50 m aufweist. Insgesamt waren 80 t Bewehrung in das Betonfundament einzubauen.

Quelle: Inros Lackier AG



6 Forschungsplattform Fino 1 nach der Endmontage

Sie ist mit umfangreicher Messtechnik und den zugehörigen Werkzeugen ausgerüstet und untersucht vor allem die Umwelt der Offshore-Windparks. Zwei weitere Plattformen werden in Kürze in Ost- und Nordsee dabei helfen.

Quelle: BMU



7 Unterschiedlich WEA der 5-MW-Klasse für den Offshore-Betrieb

Quellen: Hersteller



a) Enercon, der deutsche Marktführer, hat schon im August 2002 die erste 4,5 MW-WEA nahe Magdeburg installiert. Inzwischen sind mindestens sechs Anlagen vom Typ 112 landnah in Betrieb.

b) Während Enercon getriebelos baut, verfügt die Multibrid M 5000 über ein einstufiges Getriebe. Verbunden damit ist eine deutliche Reduzierung des Gewichts. Auch das Gewicht der Gondel ist geringer.

c) Die dritte Variante ist die in Hamburg gebaute REpower 5M. Das Unternehmen stellte im Oktober 2004 die WEA erstmalig vor und verfolgt ein völlig anderes Konzept. Realisiert wurde eine konventionelle Antriebswelle mit Getriebe. Die Praxis wird zeigen, welches das beste Konzept ist.

6.1 Offshore-Anlagen

Unabhängig von dieser Entwicklung werden die Forschungsarbeiten fortgesetzt. Schwerpunkt ist dabei die Offshore-Technik, d. h. die Installation künftiger WEA küstennah im deutschen Flachwasserbereich. Das bedeutet die Erschließung einer sehr anspruchsvollen Technologie. Basis für diese Entwicklung sind Pilotanlagen, die unter härtesten Umweltbedingungen Strom liefern. Nach Information des Bundesverbandes für Windenergie wurden im europäischen Raum bis Ende vergangenen Jahres 16 Pilotprojekte aus fünf Ländern mit 322 Anlagen und einer Gesamtleistung von 562 MW im Flachwasser installiert. Deutschland hat zwar umfangreich geplant, aber bisher keinen Windpark mit mehreren WEA realisiert. Die bisher einzige Anlage wurde im Februar dieses Jahres in Warnemünde installiert (Bild 5). Sie besteht aus einer 2,5 MW leistenden WEA der Fa. Nordex und hat ihren Standort etwa 500 m vor der Kaimauer des Rostocker Überseehafens. Ziel dieser Anlage ist nur am Rande die Stromlieferung. In erster Linie handelt es sich um eine Testanlage in stürmischer Ostsee. Denkbar ist auch die Vorbereitung des 20 km vor der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst geplanten Windparks Baltik 1.

6.2 Offshore-Standorte

Da die deutschen Küstengewässer innerhalb der 12-Seemeilen-Zone in weiten Bereichen unter Naturschutz stehen, kommen für deutsche Windparks vorwiegend Standorte in der küstenfernen „Ausschließlichen Wirtschaftszone“ in Frage. Das bedeutet, dass bei Installationen in der Nordsee Tiefen von 30 m und mehr bewältigt werden müssen. Zum Vergleich: In Dänemark und Schweden betragen die küstennahen Wassertiefen max. 14 m. Daraus ergeben sich an der deutschen Küste wesentlich härtere Anforderungen an die komplette Anlagentechnik und an die Gründungskonzepte. Um diese Anforderungen sowie einen ausreichenden Schutz von Fauna und Flora gewährleisten zu können, wurde bereits im Sommer 2003 die Forschungsplattform Fino 1 in Betrieb genommen (Bild 6).

Die Wirtschaftlichkeit einer WEA wird maßgeblich von der Windqualität am Standort bestimmt. Dazu hat das Team der Forschungsplattform schon frühzeitig die Windverhältnisse untersucht. Es bestätigte sich, dass die Windenergienutzung auf dem Meer die Wirtschaftlichkeit erhöht. Gemessen wurden im Schnitt Windgeschwindigkeiten von 10 m/s. Daraus ergibt sich, dass im Vergleich zu Onshore-WEA nahezu das Doppelte „geerntet“ werden kann. Eine Offshore-WEA der 5-MW-Familie könnte etwa vier Mal soviel Strom produzieren wie eine 2,5-MW-Onshore-WEA. Letztgenannte Bewertung ist wichtig, weil die drei unterschiedlich entworfenen WEA der 5-MW-Klasse speziell für den Offshore-Betrieb entwickelt wurden. Alle drei Typen werden inzwischen an Land oder in unmittelbarer Nähe zur Küste langzeitgetestet (Bilder 7a, b und c).

Bereits im vorigen Jahr konnte Enercon die Leistung von 4,5 auf 6 MW erhöhen. Seitdem wartet die Branche darauf, dass auch die beiden Kontrahenten die Leistung erhöhen. Allen drei WEA steht aber die Erprobung unter den rauen Bedingungen der Nordsee bevor.

6.3 Offshore-Testfeld

Anstelle der ursprünglich in Offshore-Windparks geplanten Erprobung der neuen WEA wurde im vergangenen Jahr der Bau eines Offshore-Testfeldes entschieden. Als vorübergehenden Erprobungsort wurde das Gelände des geplanten 1 000-MW-Windparks „Borkum West“ (nahe Wilhelmshafen) festgelegt. Das Testfeld für zwölf Anlagen liegt etwa 45 km nördlich von Borkum unmittelbar benachbart zur Forschungsplattform Fino 1, woraus sich weitere Synergien für die Forschung ergeben. Deutsche Hersteller von 5-MW-Windturbinen werden ihre Anlagen im Testfeld aufstellen und sie erstmals unter Hochseebedingungen prüfen, ehe sie mit der Serienfertigung für andere Offshore-Windparks beginnen. Im Testfeld werden auch die Auswirkungen von Offshore-Windparks auf Natur und Umwelt im Sinne eines umweltverträglichen Ausbaus untersucht.

Ermöglicht wird das Testfeld durch eine konzentrierte Aktion der deutschen Wirtschaft unter Moderation des BMU: Im Sommer 2005 haben alle für die Offshore-Windenergie relevanten Unternehmen und Verbände die „Stiftung der deutschen Wirtschaft zur Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See“ (Offshore-Stiftung) gegründet, die das Testfeld betreiben wird. Der volle Testbetrieb wird vermutlich im nächsten Jahr aufgenommen.

Neben „Borkum West“ genehmigte das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie weitere neun Windparks in Nord- und Ostsee. Sie ermöglichen laut dena (Deutsche Energie-Agentur) den Einsatz von 650 Windrädern. Allein sie dürften ausreichen, um damit von 2010 bis 2020 die in Bild 1 angedeutete Strommenge zu erzeugen. Da an dem Testprogramm auch deutsche Energiekonzerne beteiligt sind, könnte dieser Strom aus EE vermutlich auch ohne die bisherigen Einwände akzeptiert werden. Und schließlich: Nach der ersten Bauphase könnten laut dena weitere folgen. Voraussetzung für die Realisierung dieses Konzepts sind aber Finanzierung, Sicherung des Regel- und Reservebedarfs für das Stromnetz durch Zubau von Kapazitäten schnell regelbarer Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerke bzw. durch Druckluftspeicherung sowie Realisierung der einschlägigen Netz-Erweiterungen.

Literatur

- [1] BMU: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung EE in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU, Langfassung. Stand März 2004. 1. Auflage.
- [2] Kabisch, H.: KWK auch mit Erneuerbaren Energien. Elektropraktiker, Berlin 58(2004)11, S. 907-911.
- [3] BMU: Ausbau EE im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das EEG. Stand: 12/2005.