

Entwarnung

Verpflichtende Direktvermarktung bremst den Ausbau der Windenergie nicht. Neue Vermarktungsmodelle nutzen Chancen.



Ob auf dem Deich zwischen Schafen oder im Binnenland – Windkraftprojekte wird es auch mit zwingender Direktvermarktung weiterhin geben. Nur wird alles etwas schwieriger.

„Der Gesetzgeber hat den Schafen im EEG-Stall die Möhre Managementprämie hingehalten.“

Roger Lutgen, Mitbegründer des Projektentwicklers
Windwärts Energie GmbH

Wer das Wort Direktvermarktung hört, denkt an Hofläden, Genossenschaften oder regionale Vertriebsgemeinschaften. So funktioniert es bei Obst, Gemüse, Milchprodukten und vielem mehr. Anders bei Strom aus EEG-Anlagen. Hier bedeutet Direktvermarktung meist die Vermarktung von Strom aus Wind-, Solar- oder Biogasanlagen an der Europäischen Strombörse Epex Spot – mit regionaler Vermarktung oder dezentralen Strukturen hat das wenig zu tun. Trotz des irreführenden Namens: Seit 1. August ist das EEG 2014 in Kraft, mit ihm gilt für alle neuen EEG-Anlagen die Pflicht zur Direktvermarktung. Ausgenommen sind zunächst Anlagen mit einer Leistung bis 500 Kilowatt (kW), ab 1. Januar 2016 gilt dann die Grenze von 100 kW. Damit sind praktisch alle neu errichteten Windparks in Deutschland in der verpflichtenden Direktvermarktung.

Für die meisten Betreiber ist das nichts Neues – bereits das EEG 2012 öffnete die Tür zur Vermarktung des Stroms an der Börse. Mit Erfolg: Mitte 2014 waren 85 Prozent der installierten Windleistung in der freiwilligen Direktvermarktung.

85 Prozent freiwillige Vermarkter

Doch mit der Verpflichtung ändert sich einiges: Bislang setzte sich der Erlös, den der Anlagenbetreiber für seinen Strom erzielen konnte, aus mehreren Bestandteilen zusammen: dem erzielten Strompreis an der Börse, der Marktprämie, die die Differenz zwischen dem durchschnittlichen in einem Monat erzielten Börsenpreis aller EEG-Anlagen des gleichen Energieträgers und der entsprechenden EEG-Vergütung ausglich, sowie der Managementprämie als Aufwandsentschädigung mit 0,45 Cent pro Kilowattstunde (Cent/kWh), um die Kosten für die

Direktvermarktung aufzufangen. Schließlich mussten sich die meisten Betreiber für die Vermarktung ihres Stroms einen Direktvermarkter suchen, der an der Börse handeln konnte. Für Anlagen, die in Zeiten niedriger oder gar negativer Strompreise durch den Direktvermarkter abgeregelt werden konnten, gab es eine höhere Managementprämie von 0,6 Cent/kWh. Die Betreiber konnten also Erlöse erzielen, die über der EEG-Vergütung lagen; gleichzeitig mussten sie kaum ein Risiko eingehen. Die monatliche Rückkehrmöglichkeit aus der Direktvermarktung zur EEG-Vergütung machte das sogenannte Marktprämienmodell attraktiv.

Managementprämie entfällt

„Der Gesetzgeber hat den Schafen im EEG-Stall die Möhre Managementprämie hingehalten, um sie auf die Marktweide zu locken“, fasst Roger Lutgen, Mitbegründer des Projektentwicklers Windwärts Energie GmbH, das Modell plastisch zusammen. „Die Stalltür blieb dabei offen.“

Und jetzt? Die EEG-Vergütung bleibt als Berechnungsgrundlage der Marktprämie erhalten. Der Gesetzgeber macht aber nicht nur die Direktvermarktung verpflichtend, sondern streicht auch die Boni: Die Managementprämie entfällt; ein Zurück in die EEG-Vergütung ist möglich, aber nur als Notlösung gedacht, wenn der Direktvermarkter ausfällt, etwa wenn er zahlungsunfähig wird – sie muss mit 20 Prozent Abschlag bezahlt werden. Es gibt also ein Fünftel weniger Vergütung als normalerweise. Die Anlagensteuerung ist auch für Altanlagen verpflichtend, die über den 1. April 2015 hinaus an der Direktvermarktung teilnehmen wollen. „Die Möhre ist weg, die Stalltür zu“, meint Lutgen.

SCHNELL. SICHER. KONTROLLIERT.

Mit der neuen Eco2TOUCH Steuer- und Dokumentationspumpe bietet HYTORC intelligente Verschraubungstechnik nach Industrie 4.0 und VDI / VDE 2862: Perfekte Erfassung, Analyse und Kontrolle aller Schraubverbindungen mit hoher und mittlerer Risikobewertung für sicheres Verschrauben bis 190.000 Nm auch ohne Reaktionsarm. Damit sind wartungsfreie Schraubverbindungen möglich.



Barbarino & Kilp GmbH
Tel: 089/230 999-0
info@hytorc.de
www.hytorc.de

HYTORC
BARBARINO & KILP GMBH

Anzeige

WINDENERGIE

„Das Eigenkapital wird tendenziell wichtiger, wenn die Einspeisevergütung sinkt.“

Guido Brune, Vertriebsvorstand Bremer Landesbank

Das stößt nicht überall auf Begeisterung. „Das ist eine Weichenstellung, die letztlich größere Akteure bevorzugt“, sagt Fabian Zuber vom Bündnis Bürgerenergie, das sich für die Interessen kleinerer Projekte und Investoren einsetzt. „Die Risiken und der Aufwand werden größer“, befürchtet er. Denn der Betreiber muss einen Direktvermarkter finden, der einerseits auch kleine Windparks in sein Portfolio aufnimmt, andererseits aber auch so solvent ist, dass ihn die finanzierende Bank wie die lokal ansässige Sparkasse zu vernünftigen Konditionen akzeptiert. „Nicht jedes Projekt wird scheitern, aber die Markteintrittshürde wird höher“, kritisiert Zuber. Zudem sei nicht nachvollziehbar, warum sich die Bundesregierung bei den Untergrenzen nicht an Regelungen der EU halte, die dauerhaft bei drei Anlagen oder einer Leistung von 500 Kilowatt lägen.

Konsolidierung erwartet

Stefan Göbel, Geschäftsführer für Handel und Kundengeschäft beim Direktvermarkter Statkraft, bedauert hingegen, dass überhaupt Anlagen abgeschlossen werden. 9.000 Megawatt (MW) Leistung hat Statkraft in Deutschland in der Direktvermarktung und ist damit einer der größten Anbieter. „Dass die kleinen Anlagen draußen bleiben, hat zur Folge, dass wir über 19.000 MW in Deutschland nichts wissen. Das macht die Einspeiseprognose schwierig.“ Gleichwohl räumt er ein, dass die kleinen Photovoltaikanlagen nicht im Fokus des Unternehmens stehen. „Aber wir schauen uns an, wie weit wir runterkommen.“ Eine Zurückhaltung der Banken befürchtet Göbel nicht: „Direktvermarktung ist sicher ein Thema bei Finanzierungsgesprächen, aber die Banken sehen einen liquiden Markt von Direktvermarktern.“

Der Schweriner Energieversorger und Direktvermarkter Wemag AG geht indes von einer Konsolidierung im Markt aus. „Einige Anbieter sind bereits wieder ausgestiegen, weil die Managementprämie 2012 stark abgesenkt wurde“, sagt Mathias Groth, im Bereich Energiebeschaffung tätig. Die verpflichtende Direktvermarktung sieht er als Kürzung der Einspeisevergütung, denn die Kosten blieben erhalten. Daher würden künftig nicht nur Ertragsgutachten, sondern auch Stromerlösgutachten eine Rolle spielen. Die Wemag, die sich stark auf Biogas konzentriert hat, will künftig ihr Wind- und Solar-Portfolio weiter ausbauen.

Nadja Thomas, Pressesprecherin bei Trianel, einer Kooperation aus mehr als 50 Stadtwerken überwiegend im Westen Deutschlands, hält die verpflichtende Direktvermarktung für den richtigen Schritt. „Mit der Direktvermarktung werden



ENERTRAG
SERVICE

SERVICE MIT WEITBLICK

- Prävention, das wirkliche Volls-servicekonzept
- 24/7 Datenfernüberwachung
- Wartungen und Inspektionen
- Instandsetzungen
- Großkomponentenaustausch
- Upgrades
- Condition Monitoring, Endoskopien
- Rotorservice
- Umfangreiches Ersatzteil- und Großkomponentensortiment
- Repowering inkl. fachgerechter Entsorgung

**HALLE A1
STAND 417**

Gern stehen wir Ihnen persönlich mit unserem Know-how zur Verfügung. Treten Sie mit uns in Kontakt.

ENERTRAG Service GmbH
Gut Dauerthal
17291 Dauerthal

Telefon +49 39854 6459-0
Telefax +49 39854 6459-492
E-Mail service@enertrag.com

www.enertrag-service.com



Foto: Martina Berg/Fotolia

Derzeit boomt das deutsche Windgeschäft, doch gerade Mitglieder von Bürgerwindparks befürchten, dass sie künftig außen vor bleiben.

die Erneuerbaren an den Markt herangeführt und ihre Systemintegration wird vorangetrieben.“ So werde der regenerativ erzeugte Strom an die Börse gebracht und Anreiz gegeben, ihn nach Angebot und Nachfrage auszurichten. Sie rät Regenerativ-Anlagenbetreibern, sich einen Direktvermarkter zu suchen, der transparent arbeitet und viel Erfahrung

im Kurzfristhandel hat, da der EEG-Strom an den kurzfristigen Märkten verkauft werde. Thomas betont: „Meteorologische Prognosen und Analysen werden immer wichtiger.“

Und die Banken? „Dadurch, dass die Managementprämie wegfällt, entstehen zusätzliche Kosten“, sagt Jörg-Uwe Fischer, Fachbereichsleiter er-

Anzeige

Von: Jochen Steiner
An: E.ON
Betreff: Stromvermarktung

Hallo E.ON, wie kann ich den Ertrag meiner EEG-Anlage steigern?

Hallo Herr Steiner, ganz komfortabel und sicher: mit der EEG-Direktvermarktung von E.ON.

Sprechen Sie Ihren persönlichen Kundenbetreuer an oder kontaktieren Sie uns per E-Mail: eeg.direktvermarktung@eon.com

www.eon.de

e.on



photo credit: T.W. van Urk

Anzeige

Leistung und Effizienz

www.staubli.com

Stäubli bietet Ihnen zur Kühlung von Stromrichtern eine Schnellkupplungsbaureihe zum sicheren Verbinden und Trennen der Temperierkreisläufe. Optimale Durchflusswerte garantieren ideale Wärmeabfuhr. Flache Stirnflächen verhindern das Austreten von Flüssigkeiten sowie Luft einschlüsse in den Kühlkreislauf.

schnell. sicher. effizient.



Besuchen Sie uns auf der
Wind Energy Hamburg,
Halle B1,
Obergeschoss,
Stand 308

STÄUBLI

WINDENERGIE

erneuerbare Energien bei der Deutschen Kreditbank AG (DKB). Die Ausgestaltung der Verträge mit den Direktvermarktern sei entscheidend. Dabei spiele die Bonität der Direktvermarkter durchaus eine Rolle. „Uns geht es darum einzuschätzen, wer einen unterstellten Ausfall von zwei bis drei Monaten, um zu einem anderen Anbieter zu wechseln, mit einer Bankbürgschaft absichern muss. Und wir schauen danach, bei wem auf diese Bürgschaft verzichtet werden kann.“ Grundsätzlich kalkuliere die Bank die Kosten für die Vermarktung mit 0,4 Cent/kWh. Bei solventen Direktvermarktern, die niedrigere Kosten in den Verträgen hätten, könnten diese dann auch in die Finanzierungsrechnungen übernommen werden. Für Windparks, da ist Fischer sicher, werde es kein Problem sein, eine finanzierende Bank oder auch einen Direktvermarkter zu finden. „Der Markt wird funktionieren.“ Für die DKB, die bereits 7,5 Milliarden Euro in erneuerbare Energien in Deutschland investiert hat, davon 3,5 Milliarden Euro in Windparks, bleibe Wind das wichtigste Geschäftsfeld: 85 bis 90 Prozent, schätzt Fischer, werde künftig die Windenergie ausmachen. Wichtig für Planer sei es jetzt, Verträge mit Direktvermarktern früh im Planungsprozess einzuholen. Ertragsgutachten für den Standort könnten die Verhandlungsposition stärken. Denn ein Standort, der auch noch Erträge liefert, wenn die meisten anderen Windenergieanlagen keinen Strom erzeugen, könne an der Börse gute Preise erzielen.

Wer kann Ausfall absichern?

Die Bremer Landesbank, bereits seit 1991 in der Finanzierung von Regenerativ-Projekten aktiv, hat nach eigenen Angaben bislang rund 3,5 Milliarden Euro in den Ausbau der Windenergie in Deutschland investiert. Auch in Zukunft sei die Windenergie onshore ein wichtiges Geschäftsfeld, denn die Erfahrungen mit der Direktvermarktung seien durchweg positiv, betont Guido Brune, Vertriebsvorstand bei der Bremer Landesbank. Und doch gibt es einige Änderungen, auf die sich Planer einstellen müssten: „Das Eigenkapital wird tendenziell wichtiger, wenn die Einspeisevergütung sinkt.“ Auch spiele die Bonität der Direktvermarkter „gesehen auf 17 bis 20 Jahre eine Rolle. Allerdings wird das Risiko durch die Möglichkeit der Erzeuger, die Betreiber schnell wechseln zu können, und durch die gesetzliche Ausfallvermarktung über den Netzbetreiber reduziert.“ Anforderungen an die Betreiber, was Melde- und Mitwirkungspflichten angehe, und auch die technischen Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit der Windenergieanlagen seien lösbar, ist sich Brune sicher. Zudem gebe es weitere Stellschrauben, an denen gedreht werden könne, um ein Projekt wirtschaftlich zu machen: Grundstückspachten oder Anlagenpreise.

„Die Eigenkapitalquote kann bis auf 40 Prozent steigen“, berichtet Stefan Scholz, Vorstand

„Nicht jedes Projekt wird scheitern, aber die Markteintrittshürde wird höher.“

Fabian Zuber, Bündnis Bürgerenergie

der Genossenschaft Pro regionale Energie (Pre). „Das merkt man dann an der Rendite.“ Deshalb will die hessische Gemeinschaft, die derzeit 350 Genossen hat, andere Wege gehen. Noch betreibt die Pre keinen Windpark, doch bis Ende 2015 sollen 40 Millionen Euro in insgesamt sieben Anlagen investiert werden. „Als Betreiber wollen wir den Strom an einen regionalen Stromhändler verkaufen, der dann den Strom direkt vermarktet“, erklärt Scholz. Das fördere die Akzeptanz und passe auch gut zur genossenschaftlichen Idee, möglichst viele an den Projekten teilhaben zu lassen: Bereits mit einer Einlage ab 100 Euro kann man Mitglied bei Pre werden. „Über kurz oder lang müssen wir aus dem EEG raus“, meint Scholz.

Erste Modelle für die regionale Vermarktung gibt es bereits. So hat etwa der Direktvermarkter Inpower GmbH aus Mainz ein entsprechendes Vermarktungsmodell entwickelt. „Es gibt im EEG 2014 erneut die Möglichkeit der sogenannten sonstigen Direktvermarktung ohne Förderung, die auch anteilig möglich ist“, erklärt Geschäftsführer Josef Werum. Über die Tochtergesellschaft Grünpower, einen bundesweit aufgestellten, regional agierenden Ökostromversorger, bietet sie seit September 2013 den in der jeweiligen Region eingekauften Windstrom Endkunden an. „Wir haben einen Strommix aus 15 Prozent Windenergie und 85 Prozent deutscher Wasserkraft“, betont Werum. Die Kosten für Kunden sollen dabei unter dem jeweiligen Grundversorgungsstarif liegen.

Bei einem Einkaufspreis um die neun Cent/kWh lohne sich das Modell für neue PV- und Windenergieanlagen, aber natürlich auch für alle, die aus der erhöhten Anfangsvergütung oder komplett aus der EEG-Vergütung gefallen sind. „Und die Kunden wissen nun, woher ihr Ökostrom kommt, und finden das schick“, sagt Werum. Wohl auch, weil es ein Direktvermarktungsmodell ist, das eher dem Bild vom Hofladen und von regionalen Produkten entspricht. ■

KATHARINA WOLFF

Anzeige

Wir bewegen Ihr Projekt – in ruhigen wie in stürmischen Zeiten. Und Ihre Bank?

Sprechen Sie mit uns: 0441 237-1667

**BREMER
LANDESBANK**



Jürgen Broers

Jürgen Broers,
Projektfinanzierungen Erneuerbare Energien