

Make oder Buy

Neues EEG: In der Strom-Direktvermarktung müssen Windradbetreiber wissen, was sie selbst leisten können und was sie besser auslagern.

Mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung für neu errichtete Anlagen müssen nun alle Marktakteure im Bereich erneuerbare Energien ein wirtschaftlich tragfähiges Vermarktungsmodell erarbeiten. Sie müssen entweder eigene Vermarktungsaktivitäten für den eigens erzeugten Strom aufbauen (im Wirtschaftsdeutsch „Make“ genannt) – sofern diese Aktivitäten nicht bereits vorhanden sind. Oder sie müssen auf die Kooperation oder Dienstleistung mit anderen Marktteilnehmern („Buy“) setzen. Doch für wen ist welches Geschäftsmodell am geeignetsten und welche Faktoren begründen die Entscheidung?

Bereits vor Inkrafttreten der EEG-Novelle zum 01.08.2014 wurden knapp 30.000 Megawatt (MW) Onshore-Windstrom direkt vermarktet. Vor

allem die Managementprämienverordnung setzte hohe Anreize für diese Vermarktungsform anstelle der Festvergütung oder des Direktverbrauchs. Mit der Novelle werden die Direktvermarktung und das damit verbundene Modell einer flexiblen, vom monatlichen Durchschnitt der Börsenstrompreise abhängigen Marktprämie für alle neu zu errichtenden EEG-Anlagen verpflichtend. Die Leistungsgrenze der hierunter fallenden EEG-Neuanlagen reduziert sich sukzessive von 500 Kilowatt (kW) ab 01.08.2014 auf 100 kW ab 01.01.2016.

Die zuletzt vom EEG gewährte Managementprämie entfällt für neu errichtete Anlagen. Die Fernsteuerbarkeit ist für sie obligatorisch, auch der Fernsteuerbarkeitsbonus entfällt.

Der Aufbau einer Direktvermarktungsabteilung geht einher mit einer Vielzahl von Aufgaben,

Regional diversifizierte Portfolios sorgen im Vergleich zum Einzelwindpark nahezu für die Halbierung des Prognosefehlers im Day-Ahead-Handel.

welche vor- wie nachgelagert der eigentlichen Marktaktivität stattfinden. Vereinfacht dargestellt können alle direkt mit der Vermarktung in Verbindung stehenden Aktivitäten in drei Aufgabenblöcke (Abbildung 1, Seite 42) gegliedert werden. Die Aufgaben in den Bereichen Marktaktivität (Durchführung des Stromhandels) und Marktfolge (insbesondere Stomlieferung und -abwicklung) entsprechen den Aufgaben, die schon bisher am Stromgroßhandelsmarkt anfielen. Unternehmen, die diese Wertschöpfungen bereits vornahmen, können deutliche Synergien erzielen. Neu hinzu kommt für die Vermarktung der Erneuerbare-Energien-Einspeisung der Aufwand für Erzeugungsprognosen in unterschiedlicher Granularität.

Risiko und kritische Erfolgsfaktoren

Vom Finanzierungsmodell über die Betriebsführung bis hin zur Vermarktung lassen sich eine Reihe kritischer Erfolgsfaktoren identifizieren. Um sich an dieser Stelle auf die Direktvermarktung am Stromgroßhandelsmarkt zu konzentrieren, sollten bei einer Analyse der kritischen Erfolgsfaktoren zunächst die Kosten einer Direktvermarktung im Fokus stehen. Sie lassen sich grob in fünf Kategorien gliedern:

- Kosten für den Marktzugang wie Börsengebühren
- Kosten für die Prognosedienstleistung
- Personalkosten für die Durchführung der Direktvermarktung
- Systemkosten für Energiedaten-, Portfolio-, Fahrplan- und Bilanzkreismanagement
- Risikokosten für Ausgleichsenergie

Die größten Kostenblöcke sind hierbei das Personal zur Abwicklung der notwendigen Prozessschritte, das IT-System sowie die Risikovorsorge für die Ausgleichsenergie (Abbildung 2, Seite 42). Bei näherer Betrachtung fällt auf, dass diese sich nicht allgemeingültig als spezifische Größen in Euro pro Megawattstunden darstellen lassen, sondern dass sie zum einen deutlich vom Portfolio der betriebenen Windparks abhängen. Zum anderen sind die Professionalität sowie der Umfang und die Frequenz der Direktvermarktungsaktivität ausschlaggebend. Eine grobe monetäre Abschätzung ist somit nur einzelfallbezogen möglich.

Dies gilt insbesondere für Personal und Ausgleichsenergie. Aufgrund der hohen IT-technischen Automatisierbarkeit bei der Massendatenverarbeitung in allen drei Aufgabengebieten Prognose, Marktaktivität und Marktfolge stellen die Personalkosten nahezu einen Fixkostenblock dar. Damit hängen diese insbesondere von der Portfoliogröße ab. Hierbei zeigt sich, dass eine installierte Leistung bis 50 MW nahezu das Geschäft verhindernde, hohe spezifische Personalkosten pro Megawattstunde (MWh) Einspeisung erzeugt, falls keine Sy-

nergien zu anderen Geschäftsfeldern wie Vertrieb oder konventioneller Energieerzeugung bestehen. Erst ab einer Größenordnung des Portfolios von 500 MW lassen sich auch ohne solche Synergien wettbewerbsfähige Personalkostenschlüssel erzeugen. Das Anlagenvolumen ist somit in Bezug auf die Personalkosten ein kritischer Erfolgsfaktor.

Kritisch sind aber auch die möglichen Kosten der Ausgleichsenergie. Bedarf an Ausgleichsenergie tritt auf, wenn Ist-Einspeisung und Vermarktung gemäß Fahrplananmeldung voneinander abweichen. Der finanzielle Saldo aus den am Markt erzielten Erlösen und den gegenüberstehenden Ausgleichsenergiekosten muss vom Direktvermarkter getragen werden. Die Ausgleichsenergiepreise sind deutlich volatiler als die Spothandelspreise. Sie stehen auch erst im Nachhinein im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung fest. Daraus ergeben sich Risiken, welche als Risikokosten für die Bilanzkreisbewirtschaftung abgeschätzt werden müssen. Auch dieser Kostenbestandteil hängt stark vom jeweiligen Windparkportfolio ab, wie Abbildung 3 (Seite 42) zeigt.

Als erfolgskritische Größen für die Risikokosten der Ausgleichsenergie lassen sich portfolioimmanente, standort- und anlagenabhängige Faktoren – zum Beispiel Anlagenkennlinie oder Verfügbarkeiten –, Größe und regionale Durchmischung des Portfolios feststellen. Gut regional diversifizierte Portfolios sorgen beispielsweise nahezu für eine Halbierung des Day-Ahead-Fehlers, den ein einzelner Windpark im Durchschnitt erzielt.

Daneben lassen sich bewirtschaftungsabhängige Faktoren identifizieren. Eine wesentliche Rolle stellt hierbei die Frequenz dar. Wenn ein Windparkbetreiber neben einer reinen Day-Ahead-Vermarktung auch Intraday-Prognosen und Intraday-Marktaktivitäten vornimmt, kann dies die Prognoseunsicherheit und so den Bedarf an Ausgleichsenergie ebenfalls nahezu halbieren. Dem steht allerdings eine Kostenerhöhung bei Personal und Prognosedienstleistungen gegenüber.

Im Resultat müssen Risikokosten für die Ausgleichsenergie von unter einem bis drei Euro pro MWh – bezogen auf die langfristige Einspeiseprognose – einkalkuliert werden. Diese Risikoabschätzung ignoriert aber noch Chancen und Risiken aus der individuellen Vermarktungstätigkeit, wo diese abweichende Erträge gegenüber dem Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber zur Berechnung der Marktpremie erwirtschaftet.

Die richtige Wertschöpfungstiefe

Die beiden Kategorien Personal- und Risikokosten für die Ausgleichsenergie belegen die enorme Bandbreite und damit auch die wettbewerbskritische Relevanz der kritischen Erfolgsfaktoren. Jeder Marktakteur sollte genau prüfen, welche Anteile

Abbildung 1: Die drei Aufgabenblöcke der Direktvermarktung

Prognose	Marktaktivität	Marktfolge
<ul style="list-style-type: none"> ■ Pflege EDM und IT ■ Kommunikation mit Betriebsführung <ul style="list-style-type: none"> ■ Erstellung Prognosen ■ Erstellung Langfrist-/Mittelfristprognose (für Planung und evtl. Terminvermarktung) ■ Day-Ahead-Prognose (für Spotvermarktung) ■ Intraday-Prognose (für Vermarktung der Abweichungen im Intraday) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Positionsaufbereitung, Risikoüberwachung ... ■ Terminvermarktung (im Rahmen der gleitenden Marktprämie noch von untergeordneter Bedeutung) ■ Spotvermarktung, Intraday-Vermarktung ■ Day-After-Handel 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Fahrplanmanagement ■ Abwicklung, Rechnungsprüfung und Rechnungsstellung ■ Bilanzkreismanagement ■ Liquiditätsmanagement

Abbildung 2: Kostenanteile der Direktvermarktung/spezifische Personalkosten je Portfolio

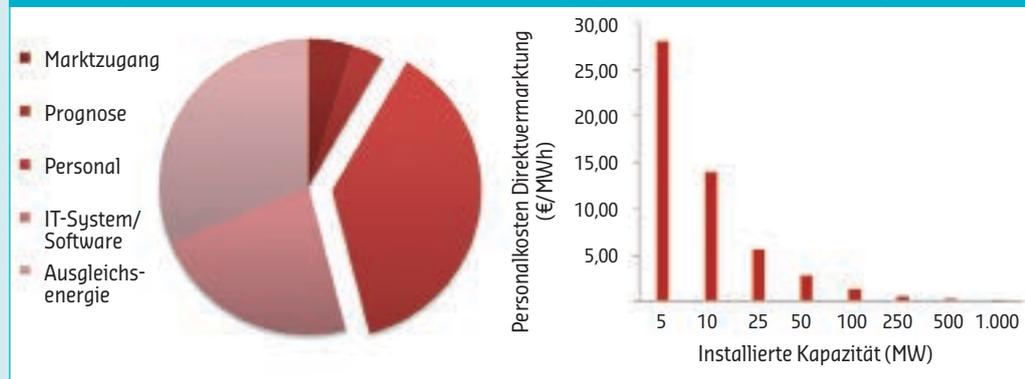
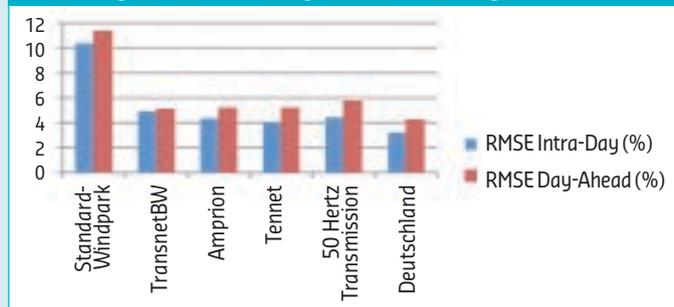


Abbildung 3: Sinkende Prognoseabweichungen



Grafiken: Meteo DSS 2013, BET (3)

Zu Abbildung 2: Personalkosten in Kernarbeitszeit (ohne Krankheits- und Urlaubsvertretung).
Abbildung 3: Der Root-Mean-Square-Error (RMSE) misst die Abweichungen der Ist-Einspeisung vom Prognosewert.

der Wertschöpfungskette in der Direktvermarktung er in seinem Unternehmen intern bearbeiten will. Oder welche Arbeitsschritte er mittels eines Dienstleistungsvertrags nach außen vergeben oder zumindest über Kooperationen abwickeln sollte – um Portfolioeffekte zu erzielen.

Je nach Art des Marktakteurs unterscheidet sich die Handlungsempfehlung natürlich: Bürgergesellschaften mit einem kleinen Portfolio an lokal begrenzten Windenergieanlagen besitzen kaum Vermarktungserfahrung oder Handelskompetenz. Sie können auch keine Synergien zu bestehenden Geschäftsfeldern nutzen. Bürgerwindparkbetreiber sollten die Direktvermarktung an Dienstleister übertragen. Sie können im Rahmen der Gestaltung der Dienstleistungsverträge aber bestimmen, wie weit sie an den Chancen und Risiken der Direktvermarktung partizipieren möchten.

Projektierer wiederum sind in der Regel nicht lokal fokussiert und generell dafür offen, die eige-

ne Wertschöpfungstiefe selbst zu bestimmen. Die Direktvermarktung bietet ihnen die Gelegenheit, das eigene Geschäftsmodell komplett zu ändern. In der Rolle eines Vermögensverwalters könnten sie beispielsweise mittels Verlängerung der Wertschöpfungskette eine eigene Kompetenz für Vermarktungs- und Handelsfolgeprozesse entwickeln.

Ein Vorbild hierfür bietet die Immobilienwirtschaft: Im Nachgang der Finanzkrise von 2008 hat eine Reihe von Immobilienfirmen ihr Geschäftsmodell angepasst. Nicht mehr Ankauf, Projektentwicklung und Verkauf, sondern Vermögensverwaltung für institutionelle Anleger steht so heute im Vordergrund ihrer Geschäftsmodelle. Diese Unternehmen verstetigten so ihren Cashflow.

Wege zur Direktvermarktung?

Eine Hürde für Erneuerbare-Energien-Projektierer ist sicherlich, dass sie die Vermarktungskompe-

Die größten Kostenblöcke der Direktvermarktung sind das Personal zur Abwicklung, das IT-System sowie die Risikovorsorge für die Ausgleichsenergie.

tenzen und das Marktverständnis erst aufbauen müssen. Zudem liegen keine Synergien zu anderen Wertschöpfungsstufen bei der Direktvermarktung vor. Es könnte für sie sinnvoll sein, einzelne Aufgaben wie das Fahrplanmanagement als Dienstleistung hinzuzukaufen.

Energieversorgungsunternehmen können hingegen bereits etablierte Geschäftsprozesse auf ihr neues Geschäftsfeld übertragen. Die aktuelle Hürde für Energieversorger ist deren oft geringe und lokal ausgeprägte Portfoliogröße. Um diesen Wettbewerbsnachteil zu großen etablierten Direktvermarktern zu egalisieren, müssen die Energieversorger folgende Strategien anwenden:

- im Bilanzkreis das Ausgleichsenergieisiko diversifizieren. Denn sowohl die Prognoseunsicherheit des Vertriebs als auch Einspeiseunsicherheiten anderer Technologien in der Stromerzeugung der Energieversorger entwickeln sich teilweise unterschiedlich, sodass das Gesamtrisiko kleiner ist als die Summe der Einzelrisiken.
- Bildung von Kooperationsmodellen beim Bilanzkreismanagement mit entsprechender interner Verrechnung der saldierten Abweichungen zu Spotkonditionen
- bessere Nutzung des Day-After-Handels zur Minimierung der Ausgleichsenergiekosten. Der Day-After-Handel sieht vor, dass ein Stromerzeuger die Fehlkalkulationen seines Fahrplans bis um 16 Uhr des Folgetags teilweise ausgleichen kann. Hat er etwa weniger Windstrom als

angekündigt erzeugt, kann er sich mit einem anderen Erzeuger zusammenschließen, der zur gleichen Zeit zu viel Windstrom einspeiste. Beide können dann nachträglich ihre Fahrpläne korrespondierend ändern, sodass ein geringerer Ausgleichsenergiesaldo anfällt. Allerdings könnte dieser Day-After-Handel vor seiner Abschaffung stehen, wie ein Vorschlag zur Anpassung des Bilanzkreisvertrags seitens der Bundesnetzagentur (BK 06-14-044) verdeutlicht.

Fazit: Für den Erfolg der Direktvermarktung sind insbesondere Portfoliogröße und Anlagenverteilung sowie Synergien zu bereits etablierten Geschäftsprozessen im Unternehmen entscheidende Faktoren. Daneben sollten Kooperationsmodelle und die Einbeziehung von Dienstleistungen erwogen werden. ■



Dr. Ralf Schemm¹

Team Energiemärkte, Vertrieb & Portfoliomanagement
Marktberatung

Stefan Brühl²

Team Dezentrale Energiesysteme
Marktberatung

BET Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH