

Der Wert des Windes

Je nach Standort und Technologie fallen Stromerlöse in der Direktvermarktung sehr unterschiedlich aus.

Für die Direktvermarktung von Windstrom spielt nicht nur der absolute Jahresertrag eine Rolle, sondern auch dessen zeitliche Verteilung. Sie bestimmt, welche Erlöse durch den Stromverkauf zu ebenfalls schwankenden Stundenpreisen an der Strombörse erzielt werden können. Der Wert des Windstroms hängt daher sowohl von der zeitlichen Verteilung der Winderträge am Standort als auch von den technischen Parametern der Windenergieanlage selbst ab. Dieser Artikel zeigt anhand von zwei Beispielstandorten, dass diese Unterschiede zu relevanten Erlösdifferenzen führen können. Für Direktvermarkter ist das bereits heute relevant. Und sobald es zu einer verpflichtenden Direktvermarktung kommt, ist die belastbare Abschätzung der standortspezifischen Stromerlöse auch für Investoren von hoher wirtschaftlicher Bedeutung.

Sinkende Prämien kompensieren

Rund 80 Prozent der Windleistung werden mittlerweile direkt im Stromgroßhandel vermarktet. Gesteuert wird dieser Trend momentan vom Anreiz für die Betreiber, durch Direktvermarktung ihre EEG-Vergütung aufzubessern. Der Windstrom wird meist durch Dienstleister vermarktet. Die dafür vom Netzbetreiber ausgezahlte Managementprämie nimmt jedoch ab: von 1,2 Cent pro Kilowattstunde (kWh) im Jahr 2012 auf 0,65 Cent je kWh 2013 und 0,3 Cent je kWh 2015. So steigt der

Druck auf die Direktvermarkter, ihre Margen zu optimieren, um sinkende Prämien zu kompensieren.

Die Direktvermarkter sind daher bereits heute darauf bedacht, ihr Portfolio über eine individuelle Bewertung der Anlagen zu optimieren. Dabei spielt der standortspezifische Marktwert des zeitlich aufgelösten Stromerzeugungsprofils einer Windturbine eine entscheidende Rolle. Bei sinkenden Margen ist damit zu rechnen, dass vergleichsweise erlösschwache Anlagen von den Direktvermarktern identifiziert und deren Vertragskonditionen mit den Betreibern nachverhandelt werden, um das Portfolio zu optimieren. Darüber hinaus ist es notwendig, zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten beispielsweise am Regelenergiemarkt in Betracht zu ziehen. Ähnliche Optimierungsüberlegungen sollten aber auch bei aktuellen Investitionsentscheidungen von Windenergieanlagen-Betreibern eine Rolle spielen. Denn mit einer verpflichtenden Direktvermarktung – die eines der wahrscheinlicheren Szenarien für die erwartete Anpassung der Erneuerbaren-Förderung nach der Bundestagswahl 2013 darstellt – würde die heute noch vorhandene Alternative einer festen EEG-Einspeisevergütung zumindest für Neuanlagen entfallen. Tritt dies ein, dann tragen Windturbinenbetreiber einen zunehmend größeren Teil der wirtschaftlichen Chancen und Risiken aus der Direktvermarktung, die technologie- und standortspezifisch unterschiedlich ausfallen. In diesem Fall wird eine Überprüfung des individuellen



Der Standort spielt bei der Direktvermarktung eine völlig andere Rolle als beim EEG.

Rund 80 Prozent der Windleistung werden mittlerweise direkt im Stromgroßhandel vermarktet.

Erlöspotenzials eines Windparks erforderlich. Sozusagen ein Erlösgutachten, das zusätzlich zum Windgutachten in die Standortbewertung und Investitionsentscheidung eingeht. Eine detaillierte Erlösermittlung muss zwei Faktoren berücksichtigen: den Standort-Faktor und den Technologie-Faktor.

Der Standort-Faktor

Im Rahmen des EEG-Marktprämienmodells wird die Marktprämie heute anhand eines deutschlandweit einheitlichen Marktwerts ermittelt. Aufgrund dieser pauschalen Bewertung vergüten Direktvermarkter jeden Windpark mit seiner entsprechenden EEG-Einspeisevergütung zuzüglich einer Zusatzmarge aus der Managementprämie. In Bezug auf den tatsächlichen Marktwert eines Standorts ist dieses pauschale Vorgehen jedoch nicht ausreichend, da es nicht die standortspezifischen Stromerlöse, sondern nur den Mittelwert des deutschen Onshore-Windportfolios widerspiegelt. Dieser weicht häufig vom tatsächlichen Marktwert eines Windstandorts ab, weshalb für eine exakte energiewirtschaftliche Bewertung das lokale Windangebot ausschlaggebend ist. Hierfür spielen sowohl die Verteilung des Windangebots – also die Häufigkeit bestimmter Windgeschwindigkeiten – als auch die zeitliche Verteilung des Ertrags im Vergleich zur Höhe der zeitgleich erzielbaren Strompreise (Ertrags-Erlös-Relation)

Foto: pedrosola/Fotolia

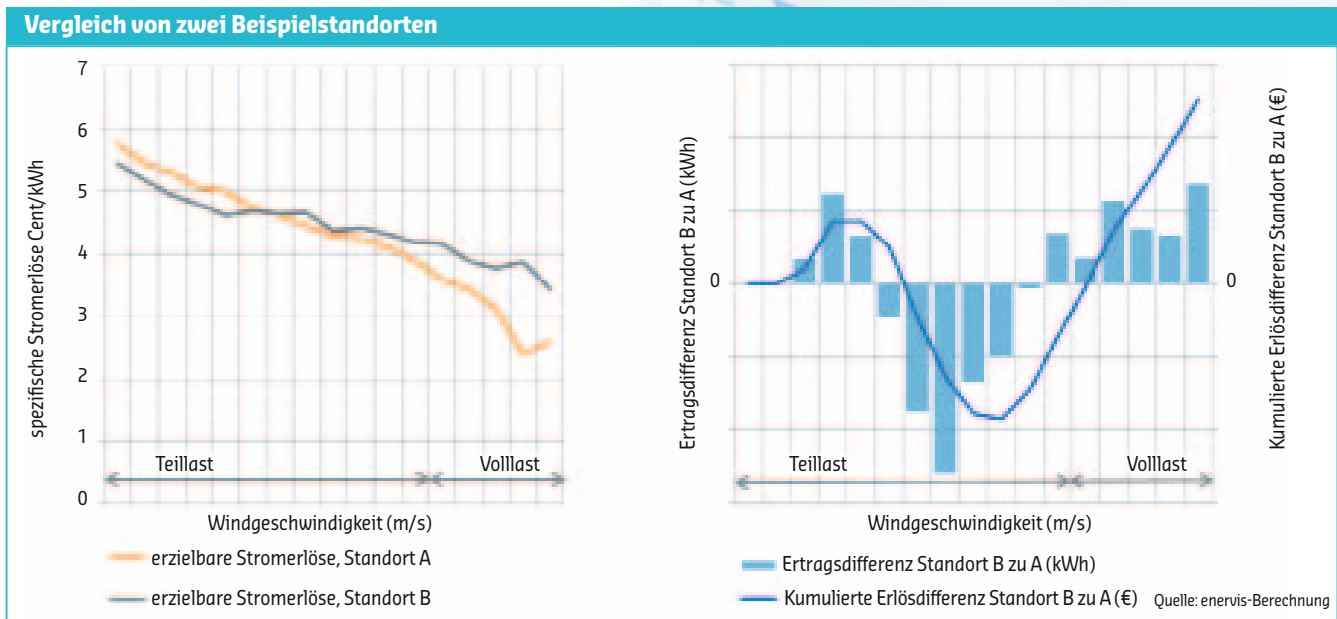


Abbildung 1: Verteilung der Stromerlöse an zwei Beispielstandorten über einen Zeitraum von fünf Jahren.

eine Rolle. Dies verdeutlicht die oben dargestellte Analyse von zwei Windenergieanlagen identischen Typs mit gleich hohen Jahreserträgen an zwei geographisch unterschiedlichen Standorten. Die Standorte unterscheiden sich lediglich in der zeitlichen Verteilung des Ertrags und damit in Bezug auf die erlösbaren Großhandelsstrompreise, welche stündlich schwanken.

Abbildung 1 (links) zeigt den erzielbaren spezifischen Stromerlös (Y-Achse) der beiden Beispielstandorte in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit (X-Achse) auf Basis historischer Daten von fünf aufeinanderfolgenden Jahren. Die spezifische Erlöskurve fällt von links nach rechts stetig ab. Bei hohen Windgeschwindigkeiten und viel Windstromspeisung liegen die Strompreise also tendenziell niedriger als bei niedrigen Windgeschwindigkeiten und wenig Windstromspeisung. Windstromerzeugung hat also einen dämpfenden Effekt auf die Strompreise, weshalb der spezifi-

sche Stromerlös in Starkwindzeiten unter dem in Schwachwindzeiten liegt. Modellberechnungen zeigen, dass der Windenergiezubaun diesen Effekt künftig weiter verstärken wird.

Die rechte Grafik in Abbildung 1 zeigt die Verteilung der Windertragsdifferenzen in Kilowattstunden der beiden Beispielstandorte aufgrund der unterschiedlichen Verteilung der Windgeschwindigkeiten und die daraus resultierenden kumulierten Erlösdifferenzen in Euro in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit. Der zeitliche Zusammenhang der standortspezifischen Stromerzeugung mit der deutschlandweiten Windstromerzeugung und die erzielbaren Stromerlöse sind in Abbildung 1 (links) gut zu erkennen: Standort A erzielt bei geringen Windgeschwindigkeiten höhere spezifische Erlöse (Cent pro kWh) als Standort B. Dieser wiederum kann bei mittleren und insbesondere hohen Windgeschwindigkeiten höhere spezifische Erlöse erzielen. Der Grund hierfür ist, dass Standort A

Anzeige

REYHER R
Alleg - Invar - Bicher

BEI WINDKRAFT ZÄHLT DIE RICHTIGE VERBINDUNG

- Verbindungselemente für Windkraftanlagen
- Vorkonfektionierte Sets für Aufbau und Produktion
- Zeichnungsteile
- Kundenorientiertes C-Teile-Management
- Technische Beratung

www.reyher.de

Im Rahmen des EEG-Marktprämienmodells wird die Marktprämie heute anhand eines deutschlandweit einheitlichen Marktwerts ermittelt.

eine höhere Zeitgleichheit zur deutschlandweiten Winderzeugung insbesondere in Starkwindzeiten aufweist, so dass hier der preisdämpfende Gesamteffekt der Windstromspeisung stärker ins Gewicht fällt als an Standort B. Standort B ist also untypischer im Vergleich zum Mittelwert des deutschen Onshore-Portfolios als Standort A und hat daher eine andere Ertrags-Erlös-Relation.

Betrachtet man die Verteilung der Windstromerzeugung nach Windgeschwindigkeit (Abbildung 1 rechts), zeigen sich weitere wichtige Unterschiede: Obwohl beide Standorte in Summe den gleichen energetischen Windertrag (kWh pro Jahr, kWh/a) haben, erzielt Standort B eine höhere Stromerzeugung bei Schwach- und bei Starkwind; im mittleren Bereich der Windgeschwindigkeiten hat Standort A höhere Erträge. Wird die standortspezifische Erzeugung mit den zeitgleich erzielbaren Stromerlösen gewichtet, so zeigt sich, dass Standort B insbesondere durch höhere spezifische Erlöse in Starkwindzeiten die Mindererlöse bei mittleren Windgeschwindigkeiten gegenüber Standort A deutlich überkompensieren kann (vergleiche dargestellte Erlösdifferenz rechts in Abbildung 1).

In Summe erzielt Standort B trotz gleicher Jahreserzeugung einen absoluten Mehrerlös von rund drei Prozent im Jahr gegenüber Standort A – alleine aufgrund der unterschiedlichen standortspezifischen Ertrags-Erlös-Relation. In Bezug auf die degressiv ausgestaltete Managementprämie (2013/2014) bedeutet diese Schwankungsbreite sogar Mehr- beziehungsweise Mindererlöse in der Größenordnung von 15 bis 30 Prozent. Das macht deutlich, dass der maximale Jahresertrag als Kennwert für die Bewertung der Stromerlöse, also der

erzielten Cent pro Kilowattstunde, künftig nicht mehr ausreichend ist. In der Direktvermarktung muss vielmehr eine Einzelfallbetrachtung unter Berücksichtigung der standortspezifischen Ertrags-Erlös-Relation erfolgen (Standort-Faktor).

Für einen Direktvermarkter würde ein Windpark mit den Eigenschaften des Standorts A bei der heutigen pauschalen Betrachtung demnach zu einer Margenminderung im Portfolio führen, Standort B hingegen zu einer Verbesserung. Der Anlagenbetreiber selbst trägt im heutigen Marktprämienmodell zunächst nicht das Risiko potenzieller Mindererlöse (vergleiche Standort A), allerdings kann er Mehrerlöse (siehe Standort B) auch nicht abschöpfen. Diese Situation ändert sich grundlegend, wenn die Direktvermarktung verpflichtend werden sollte. Direktvermarkter werden stromerlösorientierte Standortbewertungen dann vermehrt als Grundlage zur Portfoliooptimierung und zur Anpassung von Vertragskonditionen nutzen, insbesondere für Anlagen an erlösschwachen Standorten. Die Betreiber erlösstarker Windstandorte hingegen könnten ihre Verhandlungsposition gegenüber Direktvermarktern stärken und folglich höhere Margen erzielen. Neben dem ertragsbasierten ergibt sich so auch ein erlösbasierter Standortwettbewerb.

Der Technologie-Faktor

Der Stromerlös wird jedoch nicht nur durch den Anlagenstandort, sondern auch durch die Anlagenauswahl beeinflusst. Die Leistungskennlinie der Windturbine bestimmt dabei, wie viel Leistung bei welcher Windgeschwindigkeit erzeugt werden kann. Für eine Optimierung der Stromer-



WindStrom Gruppe

Erneuerbare Energie aus der Region

WindStrom realisiert effiziente, CO₂-neutrale Projekte zur Energieerzeugung mit hoher wirtschaftlicher Attraktivität. Die Unternehmensgruppe entwickelt, errichtet und betreibt Windparks seit 1992 in Deutschland und im europäischen Ausland. Nicht nur bei der Umsetzung von Bürgerwindprojekten setzt

WindStrom von Anfang an auf eine partnerschaftliche Zusammenarbeit, um die Interessen aller Beteiligten zu wahren und eine breite Akzeptanz sicherzustellen. Informieren Sie sich unter www.windstrom.de oder sprechen Sie uns an – wir sind für Sie direkt erreichbar.

WindStrom Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG

Stammhaus Am Turfisch 11, 31234 Edemissen, Tel.: +49 (0) 51 76 / 92 04 - 0
Fax: +49 (0) 51 76 / 92 04 - 10, info@windstrom.de

Niederlassung Oytzen An der Autobahn 37, 22876 Oytzen, Tel.: +49 (0) 42 07 / 6 99 08 - 0
Fax: +49 (0) 42 07 / 6 99 08 - 30, info@windstrom-oytzen.de

Regionalbüro Schleswig-Holstein Am See 1, 24259 Westensee, Tel.: +49 (0) 43 05 / 99 77 33
Fax: +49 (0) 43 05 / 99 77 34, info@windstrom-westensee.de

Bürgerwind mit WindStrom

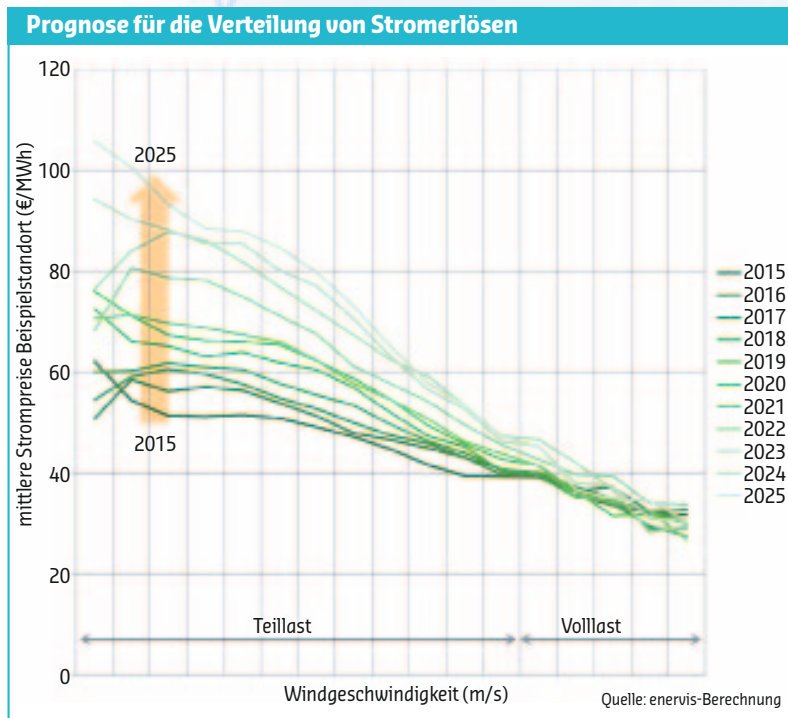


Abbildung 2: Beispielprognose für die Verteilung von Stromerlösen und Windstromerzeugung.

löse ist insbesondere das Teillastverhalten relevant, denn in diesem Bereich werden tendenziell die höchsten spezifischen Stromerlöse erzielt (vergleiche Abbildung 1, links).

Am Beispiel des oben verwendeten Standorts A lässt sich dies verdeutlichen: Mit einer Windkraftanlage anderen Typs, die aber aufgrund ihrer Leistungskennlinie ein günstigeres Teillastverhalten zeigt, erhöht sich der Stromerlös bei gleichem Jahresertrag in Megawattstunden um rund 0,05 Cent/kWh/a – immerhin ein Erlösunterschied von acht Prozent bezogen auf die Höhe der Manage-

mentprämie in 2013. Im Ergebnis sind für die Erlösbewertung von Windprojekten sowohl der standortspezifische Marktwert als auch der anlagen-spezifische Marktwert von Windstrom relevant. Es ist daher absehbar, dass für die Standortbewertung zukünftig nicht nur Windertragsgutachten notwendig sind, sondern dass auch eine Begutachtung des mit diesem Ertrag erzielbaren standortspezifischen Stromerlöses (Erlösgutachten) erfolgen muss.

Entwicklung von Marktwerten

Für die Zukunft kann erwartet werden, dass Investoren im Windbereich zunehmend auch längerfristige Strompreisrisiken übernehmen (müssen). Insbesondere dann, wenn im Rahmen einer Direktvermarktungsverpflichtung keine Option auf Fixvergütung mehr bestehen sollte. Spätestens dann ist eine Abschätzung der Erlösmöglichkeiten nicht nur kurzfristig, sondern auch für die mittel- bis langfristige Zukunft notwendig – also über den dreijährigen Zeitraum hinaus, für den am Terminmarkt ein Future-Strompreis als Benchmark existiert. Da kein direktes Preissignal des Strommarkts besteht, wird für die Abschätzung des zukünftigen Marktwerts dann eine Strompreisprognose notwendig.

Anzeige



Hinterm Horizont geht's weiter

1991 mit neuem Mut, neuen Visionen und einem Windrad. Heute mit unseren Erfahrungen, unserem Engagement aus zwei Jahrzehnten und der Flexibilität, mit den Erneuerbaren Energien den richtigen Weg eingeschlagen zu haben. Wir sind immer noch begeistert dabei: Unternehmensgruppe Dezentrale Energie – Dienstleistungen für Wind, Solar- und andere regenerative Energieanlagen, von der Projektierung bis zum Betrieb.

Alte Feldstraße 18 | D-31535 Münstadt a. Rbgs.
Tel. +49 (0) 58 34 - 95 91 30 | Fax +49 (0) 50 34 - 95 91 33
www.dezentrale-energie.de



100% 





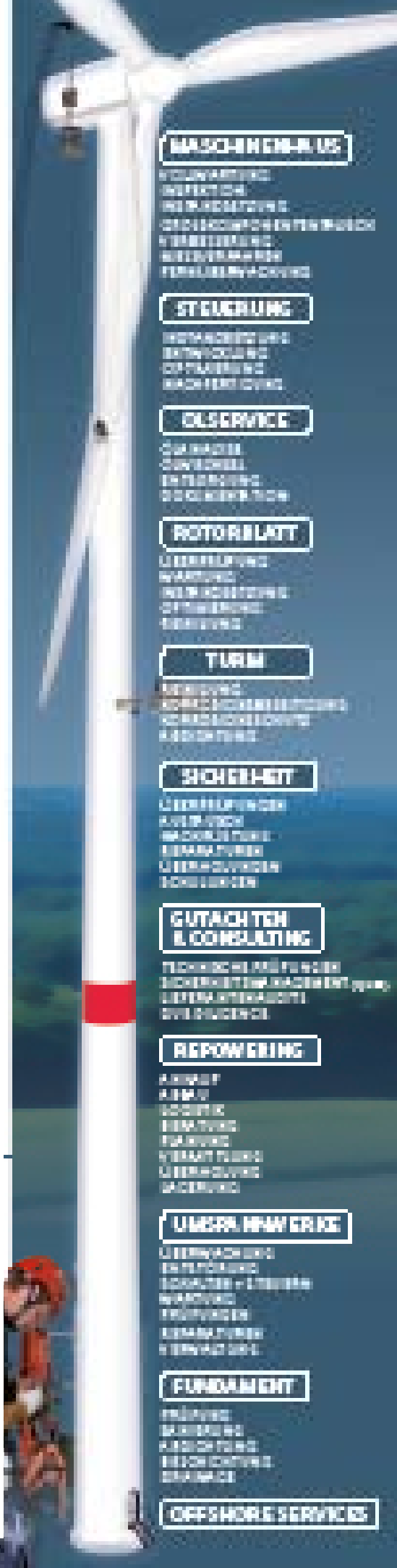

Abbildung 2 zeigt auf Basis einer stundenscharfen und regional aufgelösten Strompreisprognose, wie sich die standortspezifische Strompreisverteilung für die Jahre 2015 bis 2025 für einen ausgewählten Beispielstandort entwickelt. Es zeigt sich, dass der preisdämpfende Effekt der Windeinspeisung einen zunehmenden Einfluss auf die zu erzielenden Stromerlöse entfaltet. In Zukunft steigt demnach der Wert von Windstrom, der zu Zeiten erzeugt werden kann, in denen dem Stromversorgungssystem insgesamt wenig Windstrom zur Verfügung steht. Dies ist an Standorten der Fall, die eine Windhäufigkeitsverteilung haben, die sich vom deutschen Mittelwert deutlich unterscheidet. Außerdem können Windturbinen mit Leistungskennlinien, die explizit auf Erzeugung auch bei niedrigen Windgeschwindigkeiten ausgelegt sind, einen wirtschaftlichen Vorteil generieren. Der Trend bei der Anlagenentwicklung geht momentan auch in diese Richtung.

Bei Investitionsentscheidungen sollten potenzielle Anlagenbetreiber daher ihren Standort und die gewählte Anlagenkonfiguration mithilfe von Strompreisprognosen auf ihre Wettbewerbsfähigkeit im Strommarkt hin prüfen.

Mit abschmelzenden Managementprämien und einer möglichen Direktvermarktungsverpflichtung spielt die Optimierung direkt vermarkteter Windparks eine immer wichtigere Rolle. Die hier skizzierte standort- und technologiespezifische Bewertung hilft dabei, Mehr- bzw. Mindererlöse zu identifizieren, die bereits heute einen erheblichen Anteil an der Marge der Direktvermarktung ausmachen können. Aber auch Anlagenbetreiber sollten die mit einer Direktvermarktung verbundenen Chancen und Risiken kennen, um eine erlösoptimierte Investitionsentscheidung zu treffen. ■



Nicolai Herrmann¹
Dennis Preuß²
enervis energy advisors GmbH



MASCHINEN- & US

- INSTALLATION
- REPAIRS
- MAINTENANCE
- OPERATIONAL SUPPORT
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS

STEUERUNG

- INSTALLATION
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS

OLSERVICE

- INSTALLATION
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS

ROTORBLATT

- INSTALLATION
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS

TURM

- INSTALLATION
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS

SICHERHEIT

- INSTALLATION
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS

GUTACHTEN & CONSULTING

- INSTALLATION
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS

REPOWERING

- INSTALLATION
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS

UMSPANNWERKE

- INSTALLATION
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS

FUNDAMENT

- INSTALLATION
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS
- REPAIRS

OFFSHORE SERVICES