

Im Licht der maximalen Degression der EEG-Vergütung

– Ausbaubremse oder standortspezifische Vergütung?

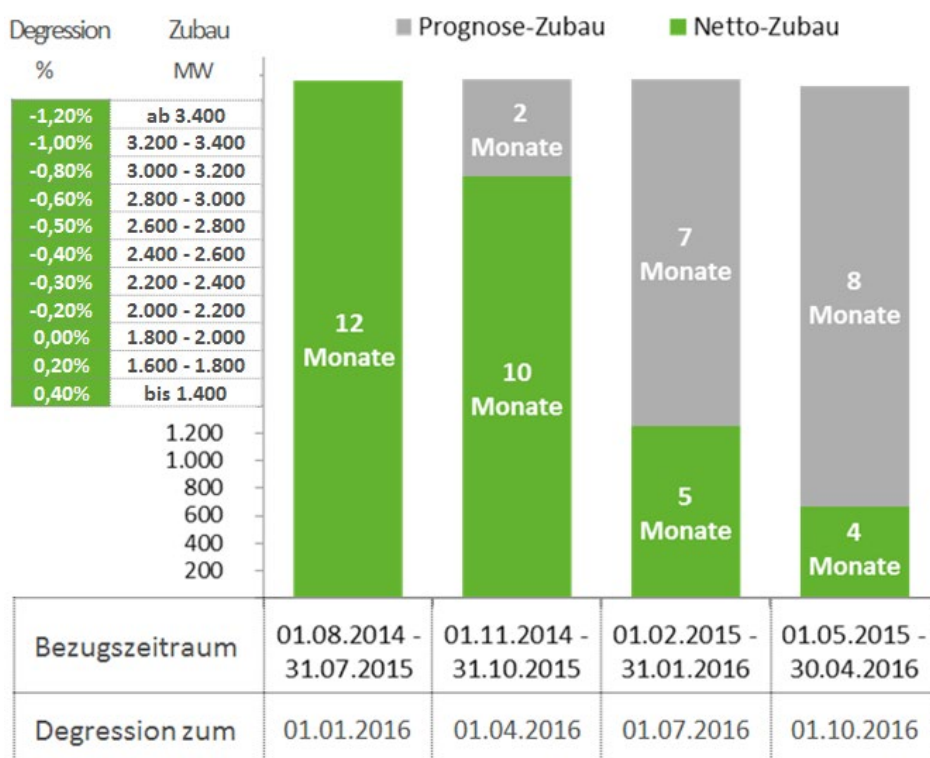
Von Matthias Ritter und Alexandra Masherova

Aussichten auf rapide Tarifsenkung

Bereits in drei Monaten werden die EEG-Vergütungssätze für Windenergieanlagen an Land ihrer ersten Degression nach § 29 des EEG 2014 unterliegen. Die ohnehin erwartete maximale Degressionsstufe von 1,2% für das erste Quartal des kommenden Jahres steht nun fest: der Netto-Zubau im ersten Bezugszeitraum von August 2014 bis Juli 2015 betrug 3.691 MW und lag somit knapp 300 MW über dem Schwellenwert von 3.400 MW für die höchste Degression der Vergütung. Aktuell liegen die Zubau- und Stilllegungszahlen der Bundesnetzagentur bis Ende August vor, so dass der Netto-Zubau bereits für zehn der zwölf Monate des nächsten Bezugszeitraumes bekannt ist. Dieser beträgt 3 GW und es besteht wenig Zweifel daran, dass die für die maximale Degression im zweiten Quartal fehlenden 400 MW im September und Oktober ans Netz gehen. Für die dritte Degression besteht zurzeit noch etwas Spekulationsraum. Der Netto-Zubau fast zur Halbzeit der Bemessungsperiode liegt bei 1.227 MW. Bei einer Prognose für den restlichen Zeitraum ist es wichtig, den üblicherweise starken Zubau im vierten Quartal des Jahres zu berücksichtigen. So fielen 41% des Jahreszubaus 2014 auf die letzten drei

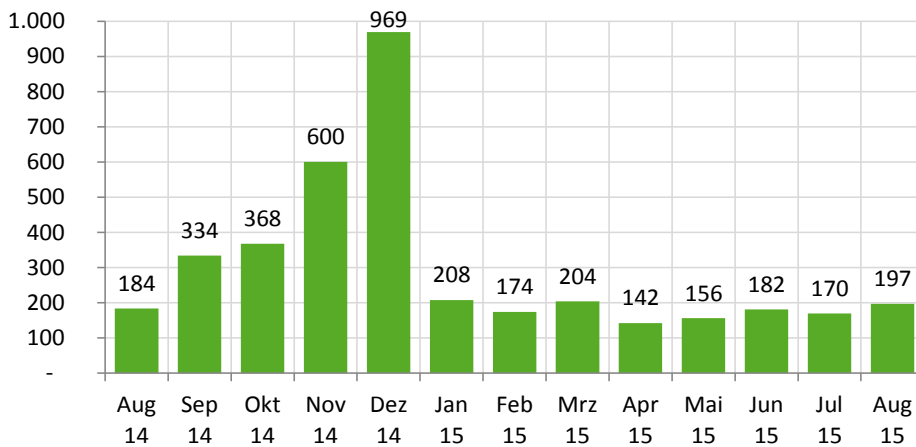
Monate. Überträgt man die Errichtungszahlen des vergangenen Jahres, ergibt sich auch für das dritte Quartal 2016 die höchste Degressionsstufe. Aufgrund der aktuellen Unsicherheiten bezüglich der staatlichen Förderung für Windenergie konzentrieren sich Projektentwickler zumeist auf die Planung von Windparks, die noch vor dem 01.01.2017 genehmigt werden können. Deshalb ist mit einem erneuten Rekordzubau

im kommenden Jahr und somit einer Fortsetzung der maximalen Degression zu rechnen. Windparks mit einer erwarteten Genehmigung bis Ende 2016 werden mit diesem bis zur erwarteten Inbetriebnahme quartalsweise sinkenden EEG-Tarif kalkuliert und bewertet. Wie aber soll mit Projekten in früheren Planungsphasen umgegangen werden? Mit welchen Förderungssätzen und welchem Förderungsmodell soll in



Kumulierter Zubau seit August 2014 und Zubau-Prognose

monatlicher Nettozubau in Megawatt



Monatlicher Netto-Zubau in MW

Zukunft gerechnet werden? Und soll die steigende Anzahl potenzieller Standorte in Süd- und Mitteldeutschland, die sich bei fortlaufender Degression wirtschaftlich nicht rechnen, fallengelassen werden?

Auf der Suche nach einer Grundlage zur Verbesserung des Referenzertragsmodells

Um den Ausbau der Windenergie an Land auch in weniger rentablen Regionen zu fördern, ist eine bessere Bewertung der standortspezifischen Windenergiegüte notwendig. Das bestehende Referenzertragsmodell ist in die Kritik geraten, da die Vergütung ausschließlich von der Leistung in den ersten fünf Jahren abhängt und Faktoren wie der Turbinentyp und eine Drosselung der Anlagen nicht hinreichend berücksichtigt werden. Die Notwendigkeit eines effizienteren Ansatzes bei der Förderung des geplanten Windenergieausbaus ist auch dem Gesetzgeber klar. Auf der Suche nach Lösungen hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) einen einjährigen Forschungsauftrag zum Thema: „Windenergie an Land – Erarbeitung einer Roadmap

zur Erstellung eines Windatlanten“ ausgeschrieben. Beachtenswert ist hier die Zeitschiene zur Vorbereitung der Reformierung der Windenergieförderung: innerhalb eines Jahres wird eine Roadmap zur Erstellung eines Windatlanten erarbeitet – einer möglichen Grundlage für standortspezifische Förderung. Dieser wird dann möglicherweise 2017 erstellt. So liegt 2018 ein Konzept vor, auf dessen Basis eine Novellierung der entsprechenden Regulierung im Bereich Windenergie an Land entstehen kann, welche 2020 in Kraft treten würde. Und wenn bis dahin der Windenergieausbau unter dem Ausschreibungsmodell zu gering oder zu teuer ausfällt, könnte es zu einer Rückkehr zur Einspeisevergütung, aber mit einem standortspezifischen Tarif, kommen. Aber auch bei der Erteilung der jeweiligen Zuschläge wären Orientierungswerte zur Auswahl realistischer Gebote mit akzeptablen Margen sehr hilfreich.

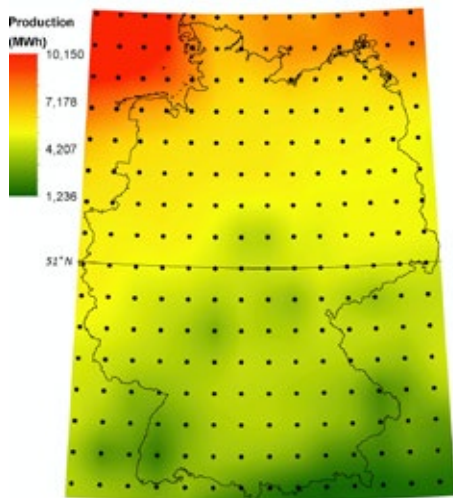
Möglicher Ansatz der standortspezifischen Vergütung anhand der Windenergieatlanten

Mit dieser Problematik setzt sich 4initia in Kooperation mit der Humboldt-Uni-

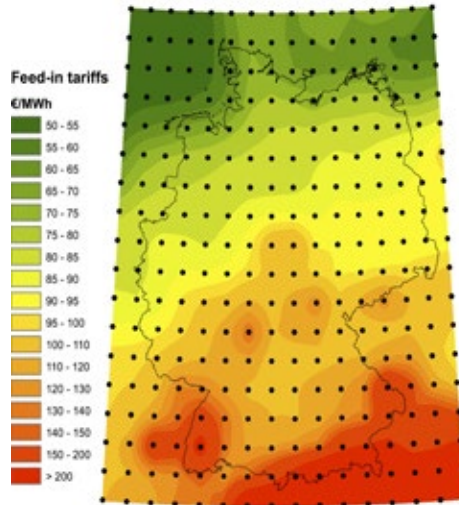
versität auseinander. Die Verwendung eines detaillierten Windatlanten stellt tatsächlich einen möglichen Ansatz dar. Dieser sollte mittlere Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe der modernen Windenergieanlagen und hinreichender räumlicher Auflösung bereitstellen. Allerdings bleibt die Aussagekraft eines reinen Windatlanten im Hinblick auf Energiegewinnung aufgrund des mehrdimensionalen Zusammenhangs zwischen Windgeschwindigkeit und Windenergieerzeugung gering. An dieser Stelle müssen reale Produktionsdaten in die Modellierung hinzugezogen werden. Allerdings sind Produktionsdaten eines vergleichbaren Turbinentyps unter den gleichen Windbedingungen (d.h. idealerweise in der direkten Nachbarschaft) nur schwer für alle potentiellen Standorte erhältlich. Zudem sind die Daten zuweilen fehlerhaft und liegen nur für einen begrenzten Zeitraum vor.

In einem neuen Ansatz, der bereits in der wissenschaftlichen Fachzeitschrift *Renewable Energy* erschienen ist, entwickeln wir die Basis für einen Windenergieindex¹, der das Problem der Nichtverfügbarkeit der Produktionsdaten umgeht: anstelle der langjährigen mittleren Windgeschwindigkeit verwenden wir stündliche Reanalyse-Daten von MERRA (Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications) in drei verschiedenen Höhen, die für ein Gitternetz weltweit kostenlos verfügbar sind. Daraus

1 Ritter, M., Shen, Z., López Cabrera, B., Odening, M., Deckert, L. (2015): Designing an Index for Assessing Wind Energy Potential. *Renewable Energy* 83: 416-424.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115003183>
<http://sfb649.wiwi.hu-berlin.de/papers/pdf/SFB649DP2014-052.pdf>



Geschätzte Jahresproduktion einer Enercon E-82-Turbine in Deutschland; die schwarzen Punkte stellen das Gitternetz der Reanalyse-Daten dar.



Notwendige Einspeisevergütung eines Windparks mit 5 Enercon-E82-Turbinen, Laufzeit 25 Jahre

lässt sich mithilfe von Interpolations- und Extrapolationsalgorithmen die historische Windgeschwindigkeit am Standort der geplanten Turbine auf Nabenhöhe ermitteln. Der Zusammenhang zwischen diesen Windgeschwindigkeiten und der Windenergie-Produktion wird anhand tatsächlicher Produktionsdaten ermittelt. Dafür sind Produktionsdaten des gleichen Turbinentyps, aber an einem beliebigen Standort notwendig.

Auf Basis der stündlichen Reanalyse-Daten der letzten 30 Jahre und der geschätzten Produktionsfunktion lässt sich dann die Güte des geplanten Standortes beurteilen, die als durchschnittliche Jahresproduktion je Turbinentyp angegeben wird.

Werden weitere Daten über Investitions- und Betriebskosten eines Windparks (die projektunabhängig ermittelt werden können) im Rahmen eines EBITDA Discounted Cash Flow Modells ermittelt, lässt sich die notwendige Einspeisevergütung für jeden Standort

bestimmen. Diese Berechnungen mit Wirtschaftlichkeitsparametern eines Windparks aus verfügbaren Studien und unserer Erfahrung haben wir bereits beispielhaft für einen Windpark mit fünf Turbinen (bestehend aus Enercon E82 oder Vestas V112) und einer Laufzeit von 25 Jahren durchgeführt (siehe Abb. 2). Der zugehörige Artikel ist bereits online publiziert und bei einer wissenschaftlichen Fachzeitschrift in Begutachtung².

Um die Rentabilitätspreizung der Projekte abzumildern, müssen neben dem Wind weitere Parameter eines Projektes, insbesondere die Investitionskosten und die operativen Kosten für den Betrieb des Windparks berücksichtigt werden. Ein weiterer Schwerpunkt stellt im Rahmen des EBIDTA

Discounted Cash Flow Modells die Diskontierung der zukünftig zu erwartenden Zahlungsströme auf Gesamtkapitalbasis dar. Möglicherweise können hier standardisierte Risikoaufschläge für die Assetklasse Windenergie (z.B. durch Einbeziehung der deutschen Versicherungswirtschaft) über der Bundrendite angenommen werden. Erst dann lässt sich die notwendige Förderung kalkulieren.

Dieser Ansatz bietet noch weiteres Potenzial bei der Verbesserung der eingehenden Daten. So können neben MERRA-Daten andere Quellen wie z.B. das europäische Reanalyse-System ERA Interim hinzugezogen werden. Bei größerer Menge der Produktionsdaten kann der Zusammenhang zwischen den Windgeschwindigkeitsdaten und der erzeugten Energie besser ermittelt werden. Eine weitere wichtige, aber bislang nicht berücksichtigte Angabe zu einem Standort ist die Beschaffenheit des Geländes. Hierbei muss ein Weg gefunden werden, z.B. die Rauigkeit zu berücksichtigen.

Zusammenfassend ist es für den Windenergieausbau, insbesondere südlich des 51. Breitengrades, ab 2017 wichtig, dass die Legislative zeitnah Signale in Form zumindest eines Förderkonzeptes gibt, dass regional ausgewogener Windenergieausbau in Deutschland gewünscht bleibt.

2 Ritter, M., Deckert, L. (2015): Site assessment, turbine selection, and local feed-in tariffs through the wind energy index. SFB649 Discussion Paper 2015-046. <http://sfb649.wiwi.hu-berlin.de/papers/pdf/SFB649DP2015-046.pdf>.