

Kurzstudie

Förderung systemdienlicher Auslegung von Windkraftanlagen

Evaluation der Sinnhaftigkeit einer Förderung von
Schwachwindanlagen sowie ihrer möglichen Aus-
gestaltung

24. Juli 2020

Autoren

Jonathan Mühlenpfordt, Lion Hirth, Ingmar Schlecht (Neon)

Bernd Tersteegen, Luise Bangert (Consentec)

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Förderung systemdienlicher Auslegung von Windkraftanlagen

Evaluation der Sinnhaftigkeit einer Förderung von Schwachwindanlagen
sowie ihrer möglichen Ausgestaltung

Finale Version vom 24. Juli 2020

Autoren

Jonathan Mühlenpfordt, Lion Hirth, Ingmar Schlecht (Neon)
Bernd Tersteegen, Luise Bangert (Consentec)

Vorhaben „EEG-Ausschreibungsevaluierung: Evaluierung und Weiterentwicklung“ (IC4 –
23305/002#022; 022/18

Projektnummer: #205795

Kontakt:

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Karl-Marx-Platz 12
12043 Berlin

Prof. Dr. Lion Hirth
hirth@neon-energie.de
+49 157-55 199 715

neon neue
energieökonomik

Zusammenfassung

Schwachwindanlagen. Schwachwindanlagen sind Windkraftanlagen, die durch ihre Auslegung mit einem relativ großen Rotor hohe Volllaststunden erreichen. Starkwindanlagen erreichen im Gegensatz dazu geringere Volllaststunden.

Systemdienlichkeit. Schwachwindanlagen weisen im Vergleich zu Starkwindanlagen eine gleichmäßigere Stromerzeugung über die Zeit auf, woraus sich volkswirtschaftliche Vorteile ergeben: eine höhere Wertigkeit des Stroms, geringere Prognosefehler und geringere Netzkosten je MWh. Deshalb kann man ein solches Anlagendesign als systemdienlich bezeichnen.

Explizite Förderung? In diesem Papier untersuchen wir, ob im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) explizite Anreize für Schwachwindanlagen gesetzt werden sollten. Eine explizite Förderung dieser wäre erwägenswert, wenn die genannten Vorteile noch nicht im Rahmen des Strommarktdesigns und des Förderregimes internalisiert wären. Diese Vorteile würden dann von Investoren bei der Anlagenauswahl ignoriert und könnten zu einem volkswirtschaftlich ineffizienten Mix an Windkraftanlagentypen führen.

Marktwert und Prognosefehler. Das zentrale Ergebnis unserer Analysen ist, dass ein großer Teil der volkswirtschaftlichen Vorteile bereits heute internalisiert ist: Die höhere Wertigkeit des Stroms schlägt sich in einem höheren Marktwert nieder, der im Rahmen der Marktprämie den Investoren weitestgehend zu Gute kommt, und die Kosten von Prognosefehlern werden im Rahmen der Bilanzkreisverantwortung von Anlagenbetreibern getragen. Beide Punkte können eine explizite Förderung von Schwachwindanlagen also nicht begründen.

Netzkosten. Der quantitativ bedeutsamste, heute nicht internalisierte Vorteil dürfte in vermiedenem Verteilernetzausbau liegen, der in der Größenordnung von durchschnittlich 0,25 ct/kWh bis zu etwa 0,5 ct/kWh liegen dürfte. Um zumindest einen Teil dieser Kosten zu internalisieren, erscheint es sinnvoll, zu prüfen, inwiefern die Verteilernetzkomponente die Anlagenkonfiguration berücksichtigen könnte. Diese würde die Vorlage eines Ertragsgutachtens als Teil des Gebots erfordern. Der für Bieter und ausschreibende Stelle damit verbundene Mehraufwand ist näher zu prüfen und gegen den erwarteten Nutzen abzuwägen.

Saisonaler Marktwert. Ein weiterer heute nicht internalisierter Vorteil ist eine günstigere saisonale Verteilung der Stromerzeugung über die Monate, der allerdings nur bei etwa 0,02 ct/kWh liegt. Dies ist die Größenordnung des Mehrerlöses, den Schwachwindanlagen gegenüber Starkwindanlagen erzielen, wenn zur Berechnung der gleitenden Marktprämie statt einer monatlichen eine jährliche Referenzperiode herangezogen würde. Diesbezüglich wäre die Umstellung auf eine jährliche Referenzperiode für die Marktprämie erwägenswert.

Empfehlung. Von einer darüber hinaus gehenden, expliziten Förderung von hohen Volllaststunden raten wir ab, da ihre volkswirtschaftlichen Vorteile bereits internalisiert sind.

1 Ausgangspunkt Systemdienlichkeit

Über diese Studie. Diese Studie untersucht, ob im Rahmen des EEG explizite Anreize für eine systemdienlichere Konfiguration von Windkraftanlagen durch die Förderung von höheren Volllaststunden (VLS) gesetzt werden sollten. Solche Anlagen werden auch als Schwachwindturbinen bezeichnet. Eine explizite Förderung einer solchen Auslegung wäre sinnvoll, wenn sie zum einen volkswirtschaftliche Vorteile im Sinne der Systemdienlichkeit bieten und diese zum anderen heute noch nicht im Rahmen des Strommarktdesigns und des Förderregimes internalisiert wären. Die Untersuchung erfolgt dementsprechend in vier Schritten:

- Definition von Systemdienlichkeit (Abschnitt 1)
- Diskussion der Vorteile von Schwachwindturbinen gegenüber Starkwindanlagen (Abschnitt 2)
- Evaluation der bestehenden Anreize für solche Anlagen im aktuellen Marktdesign (Abschnitt 3)
- Diskussion möglicher Förderinstrumente (Abschnitt 4)

Ergebnis. Das zentrale Ergebnis unserer Analysen ist, dass ein großer Teil der volkswirtschaftlichen Vorteile bereits heute internalisiert sind, also kein Handlungsbedarf für eine weitere, explizite Förderung besteht. Der quantitativ bedeutsamste, heute nicht internalisierte Vorteil dürfte im vermiedenen Verteilernetzausbau liegen. Die Höhe beträgt größenordnungsmäßig 0,5 ct/kWh. Um diese Kosten zu internalisieren wäre eine Berücksichtigung der Anlagenkonfiguration in der Verteilernetzkomponente (VNK) möglich. Ebenfalls erwägenswert wäre die Umstellung auf eine jährliche Referenzperiode für die Marktpremie, aus der sich – geringe – Anreize für Schwachwindanlagen ergeben.

Integrationskosten. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion wird eine volkswirtschaftlich effiziente Systemintegration der Anlagen immer wichtiger. Die Integration von Strom aus Photovoltaik und Windkraft in das bestehende Stromsystem verursacht zusätzliche Kosten. Diese sind bedingt durch drei Eigenschaften von fluktuierenden erneuerbaren Energien (Hirth et al. 2015):

- Ihre Erzeugung ist zeitlich variabel, da sie von den Wetterverhältnissen abhängig ist.
- Die ertragreichsten Standorte liegen in Gebieten mit vielen Sonnenstunden bzw. hoher Windhöffigkeit, nicht unbedingt in der Nähe der größten Stromverbraucher, so dass erneuerbarer Strom teilweise über weite Strecken transportiert werden muss.
- Die eingespeiste Menge ist unsicher: Prognostizierte und tatsächliche Erzeugung weichen auf Grund von unvorhergesehenen Wetteränderungen in der Regel leicht voneinander ab.

Mit sinkenden Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien wird der Anteil der Integrationskosten an ihren Gesamtkosten zunehmen.

Nicht eindeutig zuzuordnen. Es gilt grundsätzlich zu beachten, dass sich Netz(-integrations-)kosten nicht eindeutig einzelnen EE-Anlagen zuordnen lassen. Für die Ermittlung von Netzeintegrationskosten sind daher stets zusätzliche Annahmen und Näherungen zu treffen. Eine ausführliche Erläuterung der Netz- und Systemintegrationskosten von EE-Anlagen findet sich im Bericht „Externer Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien“ (Navigant et al. 2019), der im Zuge dieses Vorhabens erstellt wurde.

Systemdienlichkeit. Solar- und Windkraftanlagen können als umso systemdienlicher bezeichnet werden, je weniger ausgeprägt die genannten Probleme sind, d.h. je stärker ihre Erzeugung sowohl auf zeitliche als auch räumliche Stromknappheit an Strom reagiert. Systemdienliche Anlagen produzieren dann am meisten Strom, wenn auch die Last am höchsten ist und nutzen Standorte, die über die bestehende Netzinfrastruktur gut mit den Verbrauchszentren verbunden sind. Außerdem sind Fehler in der Erzeugungsprognose möglichst gering bzw. idealerweise negativ mit Fehlern der Lastprognose korreliert, so dass diese sich ausgleichen. Die Systemdienlichkeit einer Anlage wird damit nicht nur von Charakteristika der Anlage selbst, sondern ebenso von Systemeigenschaften wie dem zeitlichen Profil der Stromnachfrage sowie dem Ausbau des Stromnetzes bestimmt. Auch Stromverbraucher können zur Systemdienlichkeit beitragen, wenn sie sich an Knappheitssignalen orientieren und die Last räumlich oder zeitlich verschieben. Die Stromnachfrage unterliegt im zeitlichen Verlauf jedoch deutlich geringerer Variation als die Stromerzeugung durch Windkraftanlagen und sinkt im Jahresverlauf nie unter die sog. Grundlast. Eine hohe Korrelation mit dem Stromverbrauch erreichen Wind- und Solaranlagen folglich in der Praxis vor allem durch ein ebenfalls möglichst gleichmäßiges Erzeugungsprofil. Während alle erneuerbaren und konventionellen Stromerzeuger systemdienlich sein können, werden in dieser Kurzstudie ausschließlich Windkraftanlagen an Land betrachtet. Mit Ausnahme der Betrachtungen der unteren Netzebenen sind die grundsätzlichen Argumente aber auf Wind auf See übertragbar.

Volkswirtschaftliche vs. betriebswirtschaftliche Perspektive. Im Hinblick auf ökonomische Anreize und die Frage nach einer möglichen Expliziten Förderung spielt die Internalisierung von Systemdienlichkeit eine zentrale Rolle. In einem perfekten Marktdesign würden die volkswirtschaftlichen Vorteile dem Anlagenbetreiber über entsprechende betriebswirtschaftliche Anreize zugutekommen, etwa in Form von höheren Strompreisen zu Zeiten und an Orten mit höherem Stromverbrauch. Sind dagegen nicht alle Vorteile von systemdienlichen Anlagen internalisiert, stellt die Systemdienlichkeit einen positiven externen Effekt dar, da alle Stromverbraucher profitieren, während die Mehrkosten vom Betreiber getragen werden. Diese können den Aspekt der Systemdienlichkeit nur soweit in ihren Investitionsentscheidungen berücksichtigen, wie dies ihren betriebswirtschaftlichen Interessen entspricht. Grundsätzlich können durch ein geeignetes Marktdesign die ökonomischen Rahmenbedingungen aber so gesetzt werden, dass private Investoren die Vorteile systemdienlicher Anlagen angemessen berücksichtigen. Während z.B. der feste Einspeisetarif aus dem ursprünglichen EEG noch keine Anreize für Systemdienlichkeit enthielt, sondern lediglich den Energieertrag förderte, setzt die gleitende Marktprämie den Anreiz, Strom vermehrt dann zu produzieren, wenn er knapp und damit teuer ist und damit einen Anreiz für eine systemdienliche Anlagenkonfiguration.

VLS als Indikator für Systemdienlichkeit. Die Quantifizierung von Systemdienlichkeit ist komplex. Ein praktikables Maß für die Systemdienlichkeit einer Anlagenkonfiguration bilden die jährlichen Volllaststunden (VLS), also die jährliche Energieerzeugung (MWh) geteilt durch installierte Leistung (MW). Hohe VLS zeigen ein gleichmäßiges und damit systemdienliches Erzeugungsprofil an.

Starkwind- vs. Schwachwindturbinen. Im Falle der Windenergie hängen die VLS einer Anlage invers von ihrer spezifischen Flächenleistung (W/m^2) ab. Diese berechnet sich aus dem Verhältnis der Nennleistung der Turbine (W) und der vom Rotor überstrichenen Fläche (m^2). Als Schwachwindturbinen bezeichnet man Anlagen mit einer spezifischen Flächenleistung unterhalb von etwa $250\text{--}300 \text{ W/m}^2$. Anlagen mit höherer spezifischer Flächenleistung werden in Abgrenzung dazu als Starkwindturbinen bezeichnet. Eine Schwachwindturbine hat im Vergleich zu einer gegebenen Starkwindanlage entweder (A) eine geringere Turbinenleistung, (B) einen größeren Rotor oder (C) eine Kombination aus beidem. Abbildung 2 illustriert diese Vergleichsfälle anhand von beispielhaften, theoretischen Leistungskennlinien. Im Fall (A) liegt die Jahresstromerzeugung der Starkwindanlage über der Schwachwindanlage, im Fall (B) darunter, und im Fall (C) erzeugen beiden Anlagen über das Jahr etwa gleich viel Strom.

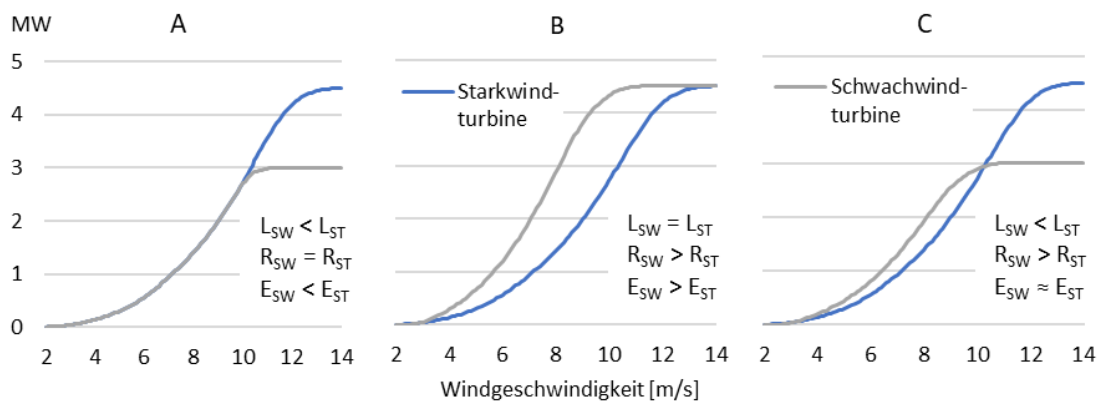


Abbildung 1 Vergleich der Leistungskennlinien einer Starkwindanlage mit beispielhaften Schwachwindkonfigurationen. L: Nennleistung, R: Rotorfläche, E: Energieerzeugungspotential, SW: Schwachwindturbine, ST: Starkwindturbine

Die idealtypischen Fälle (A) und (B) verdeutlichen den Zusammenhang zwischen Anlagenkonfiguration und VLS: In beiden Fällen erreicht die Schwachwindanlage bereits bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten und damit häufiger ihre Nennleistung, was sich in höheren VLS niederschlägt. Durch den größeren Rotor ist im Fall B ist außerdem die Erzeugungsleistung im Zeitverlauf höher, während im Fall (A) durch den kleineren Generator in Kauf genommen wird, dass die Anlage bei hohen Windgeschwindigkeiten keine zusätzlichen Erträge erzielt.

Bei der Entscheidung für den an einem Standort zu errichtenden konkreten Turbinentyp werden in der Regel sowohl Rotorfläche wie auch Generatorleistung variiert, wie im Vergleichsfall (C), den wir für die Berechnungen in dieser Kurzstudie zu Grunde legen. Wir betrachten zwei in Deutschland häufig errichtete Anlagentypen, eine Starkwindturbine mit einer Flächenleistung von 441 W/m^2 (Enercon E112) mit einer Schwachwindturbine mit 222 W/m^2 (Nordex N131). Diese beiden Anlagen erreichen, je nach Standort und Wetterjahr in etwa gleiche Jahresenergieerträge. Für die in dieser Studie durchgeführten Berechnungen ist jedoch nicht die

The chart displays the power output of two wind turbines over a five-day period. The 'Starkwindturbine' (blue line) exhibits significant fluctuations, with a major peak of 4.5 MW on September 13th and another peak of 4 MW on September 14th. The 'Schwachwindturbine' (grey line) shows a more consistent output, generally staying between 1.5 MW and 3 MW, with a notable dip to around 0.8 MW on September 15th.

Time	Schwachwindturbine (MW)	Starkwindturbine (MW)
12.09 00:00	2.7	2.3
12.09 04:00	2.6	2.1
12.09 08:00	1.6	1.2
12.09 12:00	2.6	2.0
12.09 16:00	2.8	2.6
12.09 20:00	2.0	1.5
13.09 00:00	2.0	1.5
13.09 04:00	2.2	1.6
13.09 08:00	1.8	1.4
13.09 12:00	1.7	1.3
13.09 16:00	2.3	1.8
13.09 20:00	3.0	4.0
14.09 00:00	3.0	4.2
14.09 04:00	3.0	3.8
14.09 08:00	3.0	4.5
14.09 12:00	3.0	4.5
14.09 16:00	3.0	4.5
14.09 20:00	3.0	4.0
15.09 00:00	2.8	3.5
15.09 04:00	2.6	2.5
15.09 08:00	2.4	1.5
15.09 12:00	1.2	0.8
15.09 16:00	2.0	1.5
15.09 20:00	2.4	1.8
16.09 00:00	2.6	2.0
16.09 04:00	2.5	2.0
16.09 08:00	2.2	1.6
16.09 12:00	1.6	1.2
16.09 16:00	1.9	1.4
16.09 20:00	1.5	1.1

Aktuelle Entwicklung. Nachdem die durchschnittliche spezifische Flächenleistung von Neuanlagen in Deutschland lange bei rund 400 W/m² verharrte, obwohl die durchschnittliche Anlagenleistung über die Zeit stark anstieg, ist die Flächenleistung seit 2011 rückläufig und liegt mittlerweile bei ca. 300 W/m² (Abbildung 3). Ca. 70% aller Neuanlagen bleiben unterhalb dieser Schwelle (Abbildung 4). Es zeichnet sich also bereits im heutigen Fördersystem ein klarer Trend zu systemfreundlicheren Anlagentypen ab.

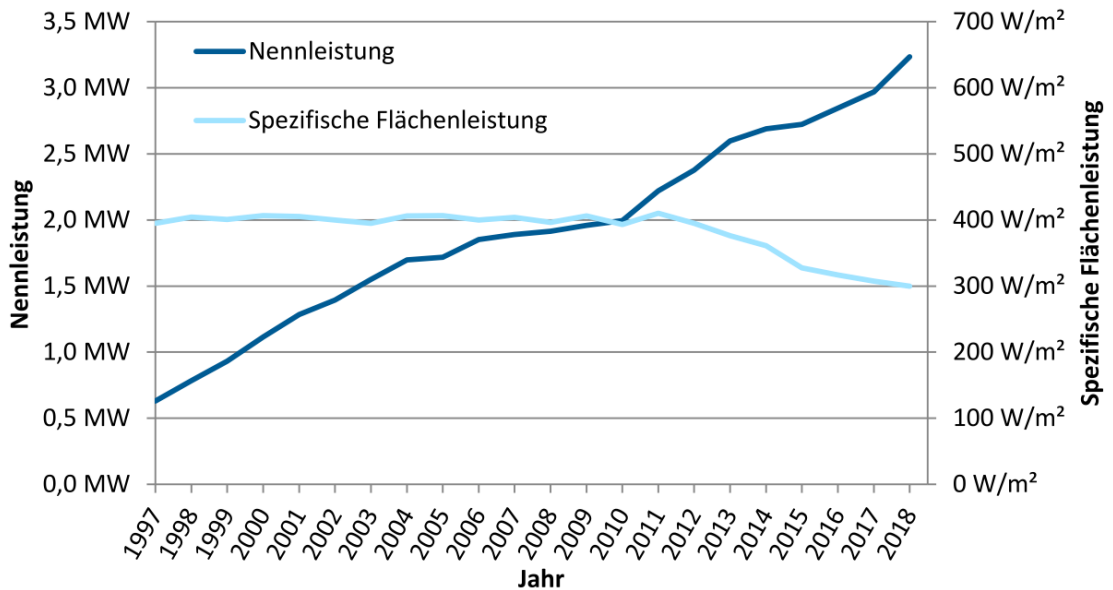


Abbildung 3 Entwicklung von Nennleistung und spezifischer Flächenleistung im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017. Quelle: DWG & ZSW 2019

Standortwahl vs. Anlagenkonfiguration. Neben der Anlagenkonfiguration bestimmt auch die Standortwahl die Systemdienlichkeit einer Windkraftanlage. Bei gleichen Erzeugungskosten sind solche Standorte zu bevorzugen, deren Windprofil mit der Nachfrage korreliert, die gut an das Netz angebunden sind und in Regionen mit tendenziell knapper Erzeugungsleistung liegen. Bei gleichen Erzeugungs- und Netzintegrationskosten ist es außerdem wünschenswert, Anlagen geografisch zu verteilen, da dies in Summe zu einem ausgeglicheneren Erzeugungsprofil führt. Die Wahl der technischen Anlagenkonfiguration ist nicht unabhängig von der Standortwahl. Anlagen mit leistungsstarken Generatoren sind bspw. nur an Standorten mit einem ausreichenden Anteil hoher Windgeschwindigkeiten rentabel. Auch schränken Genehmigungsaufgaben die zur Auswahl stehenden Anlagenkonfigurationen oft stark ein, insbesondere Höhenbeschränkungen. Diese Studie geht im Folgenden jeweils von einem gegebenen Standort aus, wenn unterschiedliche Anlagenkonfigurationen miteinander verglichen werden.

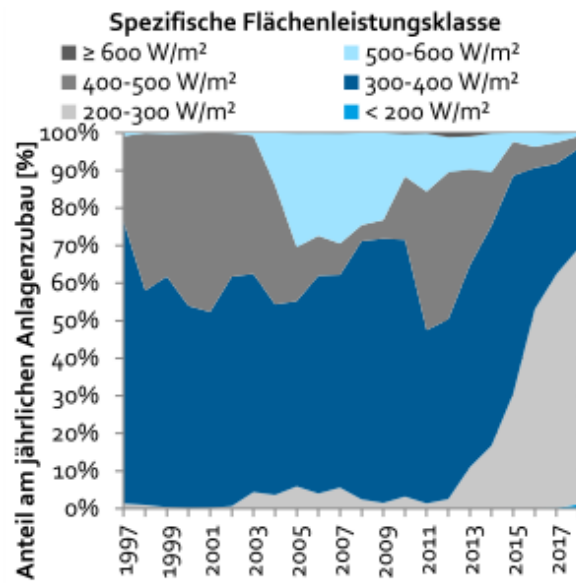


Abbildung 4 Anteil der spezifischen Flächenleistungsklasse im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017. Quelle: DWG & ZSW 2019

2 Mögliche Vor- und Nachteile von Schwachwindturbinen

Schwachwindanlagen haben gegenüber Starkwindanlagen eine Reihe potenzieller volkswirtschaftlicher Vorteile: die Erzielung höherer Marktwerte, geringere Prognosefehler und die Entlastung der Übertragungs- und Verteilernetze. Gleichzeitig führen sie möglicherweise zu höheren Stromgestehungskosten und benötigen etwas mehr Fläche.

2.1 HÖHERER MARKTWERT

Kannibalisierungseffekt von erneuerbaren Energien. Die erneuerbaren Energien Wind und Sonne charakterisiert, dass ihre Produktionsleistung direkt von den Wetterverhältnissen abhängt. Dies führt dazu, dass die Erzeugungsprofile von Windkraftanlagen im deutschen Markt stark miteinander korrelieren. Gleichzeitig haben Windkraft- neben Photovoltaik-Freiflächenanlagen die geringsten variablen Erzeugungskosten. Teurere konventionelle Kraftwerke, die bei schlechten Sonnen- und Windverhältnissen den Marktpreis setzen, werden von ihnen aus dem Markt gedrängt („Merit-Order-Effekt“). Die zeitlichen Schwankungen der Erzeugungsleistung sind mittlerweile einer der wichtigsten Einflussfaktoren auf den Großhandelsstrompreis, was bedeutet, dass die Preise am niedrigsten sind, wenn die größten Mengen Windstrom erzeugt werden. Der durchschnittliche Marktwert des Windstroms im Laufe eines Jahres liegt dadurch unter dem jährlichen Durchschnittsstrompreis. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive drückt sich im niedrigeren durchschnittlichen Marktwert eine intertemporal ungünstige Verteilung der Stromerzeugung aus.

Schwachwindturbinen erzielen höhere Marktwerte. Schwachwindturbinen sind diesem Problem in geringerem Maße ausgesetzt: Aufgrund der größeren Rotorkreisfläche erzeugen sie auch bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten mehr Strom als herkömmliche Anlagen und profitieren dadurch von höheren Strompreisen. Gleichzeitig wird weniger Strom erzeugt, wenn herkömmliche Anlagen am Leistungsmaximum erzeugen und Druck auf den Strompreis ausüben. Das Erzeugungsprofil von Schwachwindturbinen ist dadurch insgesamt ausgeglichener und korreliert weniger mit dem Erzeugungsprofil des bestehenden Anlagenparks und stärker mit der Last. Dadurch sind sie weniger stark vom Kannibalisierungseffekt betroffen. Anstatt einer möglichst großen Energiemenge erzeugen diese Anlagen im Durchschnitt wertvolleren Strom. Der im Rahmen dieses Vorhabens erstellte Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien (Navigant et al. 2019) zeigt, dass bei einer stündlichen Preisverteilung wie im Jahr 2018 die Marktwertunterschiede zwischen Stark- und Schwachwindturbinen mit 0,2 ct/kWh im Norden bzw. 0,1 ct/kWh im Süden noch gering waren. Im Jahr 2018 lag der gemeinsame Marktanteil von Windenergie an Land und auf See bei 17,5 % (BMW i 2019). Modellrechnungen lassen jedoch erwarten, dass der Unterschied bei steigendem Wind-Marktanteil in der Zukunft anwachsen wird (Abbildung 5).

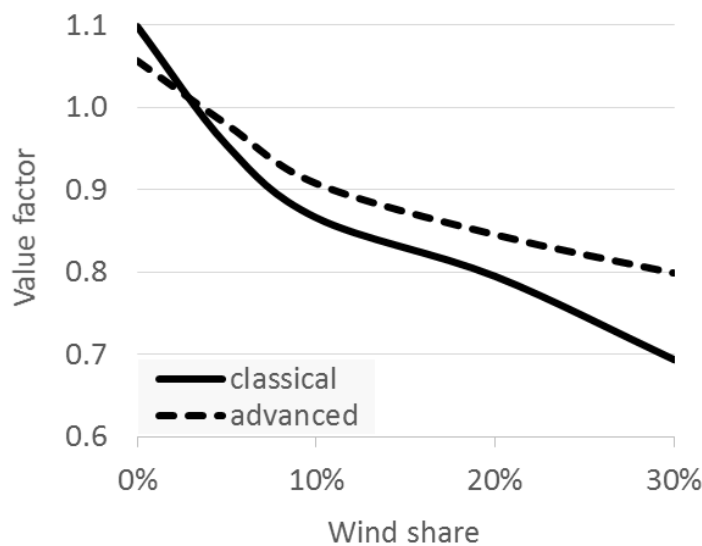


Abbildung 5: Modellierter Marktwertfaktor von Starkwindturbinen (classical)- und Schwachwindturbinen (advanced) bei steigendem Wind-Marktanteil. Die Differenz bei einem Marktanteil von 30 % beträgt 11 Prozentpunkte. Quelle: (Hirth und Müller 2016).

2.2 GERINGERER PROGNOSEFEHLER

Regelenergiebedarf durch Prognosefehler. Der Netzbetrieb erfordert, dass Stromverbraucher und -erzeuger im Voraus die Fahrpläne ihrer Erzeugungs- und Verbrauchsportfolios an die Netzbetreiber melden und diese zum Lieferzeitpunkt auch einhalten (Bilanzkreistreue). Im Falle von variablen Erneuerbaren Energien folgen die Fahrpläne den Wettervorhersagen, aus welchen sich die Vermarktungsmengen für den Day-Ahead- und Intraday-Börsenmarkt ergeben. Sofern sich nicht alle Bilanzkreis-Ungleichgewichte im System ausgleichen, muss die Differenz mit Regelenergie gedeckt werden. Der Einsatz von Regelenergie ist dabei gegenüber dem Börsenpreis in der Regel teurer, da es sich bei den erbringenden Anlagen um schnell regelbare Kraftwerke mit entsprechend höheren Erzeugungskosten handelt. Auch die Vorhaltung der Regelleistung verursacht Kosten, wenn Kraftwerke in Bereitschaft gehalten werden, um kurzfristig die Produktion zu erhöhen oder zu senken. Dies verdeutlicht den volkswirtschaftlichen Nutzen von Erzeugungsprognosen: Je genauer diese sind, desto geringer ist kurzfristig der Bedarf nach Regelenergie und langfristig nach Regelleistung.

Geringere Prognosefehler bei Schwachwindturbinen. Das ausgeglichene Erzeugungsprofil von Schwachwindturbinen beschert ihnen tendenziell eine bessere Prognostizierbarkeit der Erzeugung. Durch die niedrigere Nennleistung im Verhältnis zur Erzeugung ist auch das Verhältnis zwischen dem größtmöglichen Prognosefehler und der Erzeugung geringer als bei herkömmlichen Windenergieanlagen. Große Abweichungen der Prognose von der tatsächlichen Erzeugung werden damit seltener. Die Problematik der Prognosefehler und Bedarf an Regelenergie wird jedoch durch die steigende Liquidität und kurzfristige Handelbarkeit am Intraday-Markt ohnehin reduziert.

2.3 ENTLASTUNG DER NETZE

Grundlegender Zusammenhang. Bei Wetterlagen mit guten Windverhältnissen werden die Übertragungs- und Verteilernetze dementsprechend stark ausgelastet. Immer häufiger entstehen hierbei Netzengpässe, die durch Engpassmanagement-Maßnahmen der Netzbetreiber behoben werden müssen. Um langfristig möglichst viel des produzierten Windstroms nutzen zu können, muss in die Erweiterung der Netzkapazitäten investiert werden. Bei schlechteren Wetterlagen hingegen wird die vorhandene Netzinfrastruktur in der Regel in deutlich geringerem Maße ausgenutzt. Durch die geringere Spitzenleistung bei gleicher Rotorlänge verursachen Schwachwindturbinen eine tendenziell geringere maximale Netzauslastung bei gleicher erzeugter Energiemenge und führen damit zu einem geringeren Netzausbau- und Engpassmanagementbedarf.

2.3.1 Ansatz zur Quantifizierung

Vergleich der Anlagentypen bei gegebenem Standort. Bei der Betrachtung, inwiefern Schwachwindanlagen im Vergleich zu Starkwindanlagen zur Entlastung der Netze – bzw. einer geringeren Zusatzbelastung der Netze bei fortschreitendem Windausbau – beitragen können, werden im Folgenden zwei Anlagen unterschiedlichen Typs (Stark- vs. Schwachwindanlage) am selben Standort miteinander verglichen. Ziel ist zu quantifizieren, welche Effekte auf das Netz entstünden, wenn an einem Standort eine Schwach- anstatt einer Starkwindanlage installiert würde. Beide Anlagen haben in dieser Betrachtung die gleiche Standortgüte, produzieren aufgrund ihrer unterschiedlichen Auslegung bei gleichen Windbedingungen jedoch unterschiedlich viel Energie. Diese Betrachtung diskutiert ceteris paribus die Anlagenauslegung und lässt weitere Faktoren, die auf die Standortwahl wirken, außen vor. Eine unterschiedliche Behandlung von Stark- und Schwachwindanlagen im Fördersystem könnte sich auch auf die Standortwahl auswirken. Hier werden aber nur die Unterschiede betrachtet, die beide Anlagentypen an einem Standort auf das Netz haben.

Kurzfristige vs. langfristige Perspektive. Bei der Frage, welche Wirkung Schwachwindanlagen im Vergleich zu Starkwindanlagen auf die Netze haben, kann zwischen einer kurzfristigen und einer langfristigen Perspektive unterschieden werden. In der kurzfristigen Perspektive wird von einem festen Netzbestand ausgegangen und betrachtet, ob Schwachwindanlagen durch ihre Auslegung kurzfristig zu weniger Netzengpässen führen. In der langfristigen Sichtweise wird das Netz als durch Netzausbau veränderlich angesehen und es wird die Frage betrachtet, ob Schwachwindanlagen zu weniger Netzausbaubedarf führen.

Ergebnisse. Wie im Folgenden abgeschätzt, betragen die Kostenvorteile von Schwachwindanlagen gegenüber Starkwindanlagen bei Anschluss an der Hochspannung größenordnungsmäßig 0,25 ct/kWh, wobei der Großteil der Kosten (ca. 0,2 ct/kWh) durch vermiedenen Ausbau des Verteilernetzes und der übrige Teil beim Übertragungsnetzausbau eingespart wird. Bei Anschluss an der Mittelspannung könnte der Kostenvorteil um den Faktor 2 höher liegen.

2.3.2 Langfristige Perspektive

Übertragungsnetz. Die Ermittlung technologie- und standortdifferenzierter langfristiger Netzintegrationskosten, die von EE-Anlagen im Übertragungsnetz verursacht werden, ist aufgrund des hohen Vermaschungsgrades und der hohen geographischen Ausdehnung des Übertragungsnetzes komplex und nicht eindeutig möglich. Ein Blick auf das im Rahmen der Langfrist- und Klimaszenarien des BMWi untersuchte Regionalszenario „Alternative regionale EE-Verteilung“ (BMWi 2017) lässt zumindest eine Einordnung der Größenordnung möglicher Unterschiede dieser Integrationskosten von Schwach- und Starkwindanlagen zu. In diesem Szenario wurden zwar eigentlich die Wirkungen einer regionalen Verlagerung von Winderzeugung aus dem Norden in die Mitte und den Süden Deutschlands, u. a. auf die Kosten des Übertragungsnetzausbaus, untersucht, hieraus lassen sich aber auch zumindest grobe Rückschlüsse auf die Auswirkungen einer anderen Anlagenauslegung von Windenergieanlagen ziehen. In den Langfristszenarien wird für Energie, die nicht durch Windanlagen im Norden, sondern stattdessen in der Mitte und im Süden Deutschlands erzeugt wird, eine Kosteneinsparung bei den annuitätischen Übertragungsnetzkosten von lediglich etwa 0,2 ct/kWh ermittelt. Dieser Wert lässt sich als langfristige Übertragungsnetz-Integrationskosten interpretieren. Geht man vereinfachend davon aus, dass die geringere im Norden angeschlossene Wind-Leistung ursächlich für den eingesparten Übertragungsnetzausbau ist, so kann für den Unterschied in den Übertragungsnetz-Integrationskosten zwischen Stark- und Schwachwindanlagen grob abgeschätzt werden, dass dieser für Anlagen in Norddeutschland in einer Größenordnung von etwa 0,05 ct/kWh liegt, denn auch Schwachwindanlagen im Norden führen zu einer geringeren angeschlossenen Windleistung im Norden. Dies gilt unter der Annahme, dass bei gleicher Erzeugungsmenge die installierte Anlagenleistung und damit die Spitzeneinspeiseleistung bei Schwachwindanlagen um etwa 25 % unter der von Starkwindanlagen liegt. Diese Überschlagsrechnung kann zwar nur als sehr grobe Abschätzung dienen, deutet aber auf nur geringe Systemkostenunterschiede im Hinblick auf die Übertragungsnetze hin und gilt nur dann, wenn es sich um Anlagen handelt, die „vor“ dem Übertragungsnetzengpass (also im Norden) installiert werden und damit engpassverstärkend wirken.

Verteilernetz. Für die Einordnung von Unterschieden in den Integrationskosten in den Verteilernetzen kann eine Abschätzung aufbauend auf den Überlegungen zur Verteilernetzkomponente (VNK) erfolgen, die in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solar implementiert ist. Die Berücksichtigung der langfristigen Integrationskosten in den Verteilernetzen über die VNK geht davon aus, dass ab einem bestimmten Punkt die Einspeisung aus den Erzeugungsanlagen, die mit der Höhe der installierten Leistung steigt, die Last als netzdimensionierende Größe ablöst. Zumindest für das Hochspannungsnetz kann in grober Näherung angenommen werden, dass der Zusammenhang zwischen Zunahme der Netzkosten und angeschlossener EE-Leistung ab diesem Punkt linear ist. Bis zu diesem Punkt fallen näherungsweise keine Verteilernetz-Integrationskosten an. Bislang wird in der VNK bei der Umrechnung der kapazitätsbezogenen Netzkosten lediglich eine Differenzierung zwischen Wind- und PV-Anlagen vorgenommen, um in die energiebezogene Einheit ct/kWh umzurechnen. Die Umrechnung erfolgt über pauschalisierte VLS je Erzeugungstechnologie. Bei der aktuellen Berechnung der VNK wird dabei von 2200 VLS für neue Windenergieanlagen ausgegangen. Schwachwindanlagen weisen jedoch deutlich höhere VLS auf, welche zu einer geringeren VNK führen würden (vgl. Abbildung 6), für

individuelle Starkwindanlagen ist die pauschale VLS-Annahme gegebenenfalls sogar zu hoch. Werden 2200 VLS angenommen ergeben sich über die VNK¹ Netzintegrationskosten von bis zu 0,58 ct/kWh, bei 3000 VLS sinken diese energiespezifisch auf 0,43 ct/kWh. Bei 2000 VLS lägen die Netzintegrationskosten je erzeugter kWh sogar bei 0,64 ct/kWh. So kann der Netzintegrationskostenunterschied zwischen Stark- und Schwachwindanlagen für die Hochspannungsebene in der Größenordnung von bis zu 0,2 ct/kWh liegen. Werden Anlagen in der Mittelspannungsebene angeschlossen und ist auch in dieser dadurch Netzausbau erforderlich, so können die Kosten tendenziell noch einmal mehr als um den Faktor 2 höher liegen.

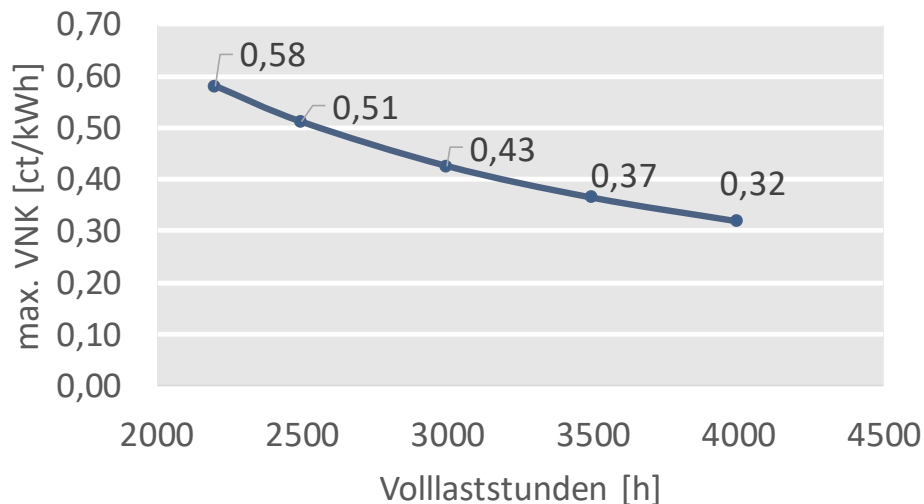


Abbildung 6 maximale VNK unter Annahme unterschiedlicher VLS

2.3.3 Kurzfristige Perspektive

Abregelung. Die Daten der BNetzA zum Einspeisemanagement (BNetzA 2019) zeigen, dass es sich beim überwiegenden Teil der insgesamt im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelten Anlagen um Windenergieanlagen (an Land und auf See) handelt; sowohl in 2017 als auch in 2018 entfielen über 95 % des abgeregelten Stroms auf Windenergieanlagen. Die Spitzenkappung verschafft den Netzbetreibern die Möglichkeit, bei der Netzplanung eine gewisse Flexibilität zu nutzen, indem sie bis zu 3% des aus EE-Anlagen produzierten Stroms abregeln dürfen. Bei gleichem Energieertrag dürften Starkwindanlagen aufgrund ihres Einspeiseprofiles häufiger von Abregelungen betroffen sein als Schwachwindanlagen. Da diese die Spitzenkappung gewissermaßen auf eigene Kosten durch ihre Auslegung bereits integrieren.

¹ Betrachtet wird nachfolgend die maximale VNK bei entsprechenden VLS, da vom maximalen Kapazitätsfaktor für Windanlagen i. H. v. 0,8 ausgegangen wird. Der Kapazitätsfaktor für Wind liegt zwischen 0 und 0,8 und bildet ab, wie viel der installierten Windenergie-Leistung tatsächlich maximal netzdimensionierend wirkt. Er hängt insbesondere vom Verhältnis der installierten Wind- zur PV-Leistung in einem Gebiet ab. Je nach Kapazitätsfaktor kann der Integrationskostenunterschied zwischen Schwach- und Starkwindanlagen auch geringer ausfallen.

Abschätzung. Um eine grobe Einschätzung der Unterschiede zwischen den beiden Anlagenklassen zu erhalten, wurden exemplarisch die Einspeiseprofile einer Stark- und einer Schwachwindanlage am selben Standort mit den an diesem Standort aufgetretenen Abregelsignalen verschnitten, um die Unterschiede in den abgeregelten Energiemengen auszuwerten. Für diese Auswertung lagen detaillierte Zahlen zu den Abregelungen eines großen deutschen Verteilernetzbetreibers (Avacon AG) für das Jahr 2018 vor. Die Analyse geht vereinfachend davon aus, dass die Abregelungen in der beobachteten Form stattgefunden hätten, unabhängig davon, ob eine Stark- oder Schwachwindanlage am jeweiligen Standort angeschlossen gewesen wäre. Es wurden die in Abbildung 2 betrachteten Stark- und Schwachwindanlagentypen an den drei im Jahr 2018 am stärksten von Abregelungen im Avacon Gebiet betroffenen Umspannwerken betrachtet.² Die abgeregelte Energiemenge liegt zwischen knapp 15% und 27% der Jahreserzeugung (vgl. Abbildung 7). Bei den Starkwindanlagen wird eine um zwischen 3% und 18% größere Energiemenge (bei aufgrund der Anlageauslegung unterschiedlicher Jahreserzeugung) als bei den Schwachwindanlagen abgeregelt. Da die Auswertung jeweils auf die von der betrachteten Stark- bzw. Schwachwindanlage erzeugten Jahresenergiemenge bezogen wird und zudem angenommen wird, dass die betrachtete Anlage selbst die Engpasssituation nicht beeinflusst, haben die unterschiedlichen Jahreserzeugungsmengen keinen Einfluss auf die Ergebnisse. Lediglich das Einspeiseprofil der Anlagen ist hier ausschlaggebend.

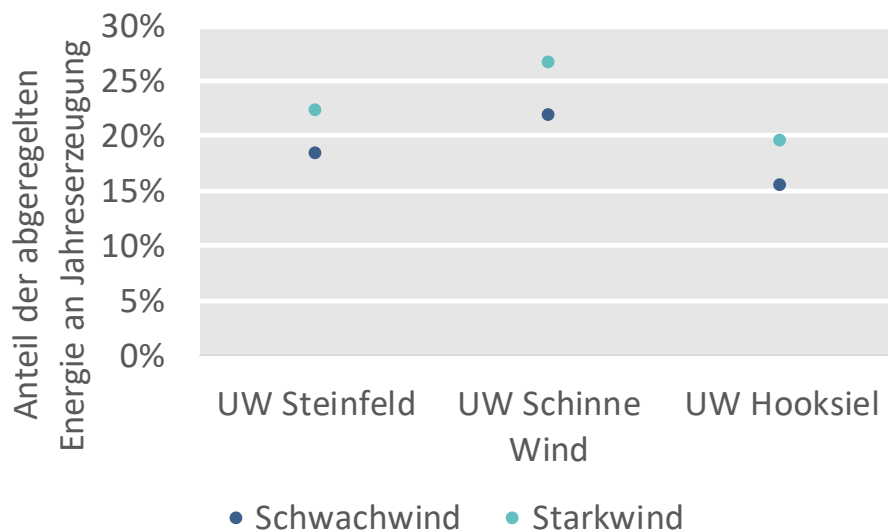


Abbildung 7 Anteil der abgeregelten Energie an der Jahreserzeugung einer Stark- und einer Schwachwindturbine an drei an den drei im Jahr 2018 am stärksten von Abregelungen im Avacon Gebiet betroffenen Umspannwerken. Quelle: Eigene Berechnung durch Consentec basierend auf Daten von renewables.ninja. Starkwindturbine: Enercon E-112 4,5 MW. Schwachwindturbine: Nordex N131 3 MW, Nabenhöhe jeweils 134 m.

Ergebnis. Insgesamt beläuft sich die Differenz der abgeregelten Energiemenge im betrachteten Jahr und für die betrachteten Standorte auf ca. 5 % der Jahreserzeugung. Bezieht man die

² Insofern stellen die Zahlen eine eher obere Abschätzung für die Unterschiede zwischen Stark- und Schwachwindanlagen dar.

Unterschiede in der abgeregelten Menge auf die Stromgestehungskosten, so lässt sich der Unterschied in den kurzfristigen Netzintegrationskosten auf größenordnungsmäßig 0,3 ct/kWh beziffern.

Kurz- und langfristige Integrationskosten nicht aufaddieren. Wichtig zu beachten ist, dass die für die kurzfristige und die langfristige Perspektive abgeschätzten Netzintegrationskostenunterschiede zwischen Stark- und Schwachwindanlagen grundsätzlich nicht additiv wirken, also nicht aufaddiert werden sollten. Denn in dem Moment, wo die langfristigen Netzintegrationskosten durch Netzausbau anfallen, verschwinden die durch Netzengpassmanagement verursachten kurzfristigen Netzintegrationskosten. In Bezug auf die oben konkret berechneten Zahlen gilt hier eine Einschränkung: Die langfristigen Netzintegrationskosten wurden ausgehend von den Quantifizierungen zur Parametrierung der VNK abgeleitet. Bei der Berechnung der VNK wurde aber bereits eine optimierte Spitzenkappung berücksichtigt. Daher liegt der maximale Kapazitätsfaktor für Windanlagen auch bei 0,8 und damit unter 1. Die Berücksichtigung der Spitzenkappung bedeutet aber, dass zusätzlich zum Netzausbau – aus dem sich die berechneten langfristigen Netzintegrationskosten ergeben – auch noch im Rahmen der Spitzenkappung Engpassmanagement auftreten kann. Rechnet man diesen Effekt heraus, betrachtet also Netzintegrationskosten ohne die Möglichkeit der Spitzenkappung, so steigt der Unterschied in den langfristigen Netzintegrationskosten für das Hochspannungsnetz von durchschnittlich bis zu 0,2 ct/kWh (siehe Abschnitt 2.3.2) auf bis zu 0,25 ct/kWh.

2.4 MÖGLICHE NACHTEILE: KOSTEN UND FLÄCHENBEDARF

Während Schwachwindturbinen aus der Perspektive der Systemdienlichkeit ausschließlich Vorteile versprechen, haben sie aus volkswirtschaftlicher Perspektive auch Nachteile.

Höhere Gestehungskosten. Größere Rotoren haben höhere Produktions- und Installationskosten. Bei gegebenem Investitionsbudget müssen Investoren somit eine Abwägung zwischen den Kostenpositionen Rotorfläche und Generatorleistung treffen. An windstarken Standorten wird durch einen schwächeren Generator die Möglichkeit aufgegeben, in Starkwindphasen viel Energie zu erzeugen, was die Kosten je produzierter MWh erhöhen kann.

Größe der Anlagen. Die Anlagenkonfiguration beeinflusst den auf einer Fläche möglichen Energieertrag. Die geringere spezifische Flächenleistung von Schwachwindanlagen bedeutet, dass die gleiche Nennleistung im Vergleich zu Starkwindanlagen mit größeren Rotorflächen einhergeht. Aufgrund des erforderlichen Abstandes erhöht sich so auch der Flächenverbrauch der einzelnen Anlagen, so dass sich bei gegebener Landfläche die potenzielle Anzahl der Anlagen bzw. die Nennleistung reduziert. Die Auswirkung auf den Energieertrag je Landfläche hängt davon ab, ob die höheren VLS die geringere Nennleistung kompensieren können. Die Studie „Flächenanalyse Windenergie an Land“ (UBA 2019) untersucht diesen Zusammenhang für Niedersachsen und Schleswig-Holstein³. Die Studie zeigt, dass der Effekt je nach Verteilung

³Die Studie vergleicht Schwachwindturbinen mit Flächenleistungen von 227 W/m² (Rotordurchmesser 140 m) mit Starkwindanlagen mit 315 W/m² (118-119 m)

der Windgeschwindigkeit regional unterschiedlich ausfällt. In der Summe reduziert sich durch die Festlegung auf Schwachwindanlagen die installierbare Nennleistung in den betrachteten Bundesländern um 25 %, die VLS steigen um 20-23 %. Im Ergebnis sinkt der Energieertrag je Fläche um 7-10 %. Diese Berechnung berücksichtigt allerdings noch nicht möglicherweise geringere netzbedingte Abregelung, so dass der tatsächliche Unterschied eher geringer ausfallen dürfte. Durch die größeren Rotoren führen Schwachwindturbinen außerdem zu größeren Gesamthöhen, so erreichen moderne Anlagenkonfigurationen leicht 200 m Höhe. Vor dem Hintergrund der Diskussion über Akzeptanz, Flächenknappheit und Mindestabstände ist dies ein Nachteil von Schwachwindanlagen.

3 Bestehende Anreize für Schwachwindturbinen

Zur Beantwortung der Frage, ob explizite Anreize für höhere VLS sinnvoll sind, reicht eine Betrachtung der Vorteile einer solchen Anlagenkonfiguration nicht aus. Es muss weiterhin untersucht werden, ob diese Vorteile bereits heute für Investoren ökonomisch „sichtbar“ sind, ob sie also internalisiert sind. Im Folgenden wird erläutert, dass heute bereits ein Großteil der Vorteile internalisiert sind, d.h. von Investoren und Anlagenbetreibern bei der Investitionsentscheidung bzw. der Gebotsabgabe in den Ausschreibungen berücksichtigt werden. Dementsprechend besteht hier keine Notwendigkeit einer weiteren expliziten Förderung. Lediglich bei der Entlastung von Stromnetzen besteht eine unzureichende Internalisierung, die einen regulatorischen Eingriff begründen könnte.

3.1 HÖHERER MARKTWERT

Das Marktprämienmodell. Durch das Marktprämienmodell ist sichergestellt, dass der Marktwert als wichtigstes Signal für Systemdienlichkeit an Windenergieanlagen weitergegeben wird. Seit der optionalen Einführung des Marktprämienmodells im EEG 2012 nutzen bereits die meisten Betreiber von Windkraftanlagen die Direktvermarktung, seit dem EEG 2014 ist die Teilnahme für Anlagen mit einer elektrischen Kapazität über 100 kW verpflichtend. In diesem Modell orientiert sich die Vergütung der geförderten Anlagen am sog. „anzulegenden Wert“. Dieser entspricht den garantierten Einnahmen einer Referenzanlage mit durchschnittlichem Erzeugungsprofil je produzierter MWh. Während der anzulegende Wert im EEG 2012 und 2014 für jede Technologie administrativ festgelegt wurde, wird er mit Inkrafttreten des EEG 2017 in wettbewerblichen Auktionen zwischen Anlagen gleicher Technologie bestimmt. Für die einzelnen Anlagen setzen sich die Erlöse aus zwei Komponenten zusammen: Die Betreiber verkaufen zunächst ihren erzeugten Windstrom unter Wettbewerbsbedingungen am Markt und erhalten den so realisierten Marktwert. Zusätzlich erhalten sie die gleitende Marktprämie, welche der Differenz zwischen dem durchschnittlichen monatlichen Marktwert von Windstrom und dem anzulegenden Wert entspricht. Durch das Marktprämienmodell sind Anlagenbetreiber dem Anreiz zur systemdienlichen Optimierung ihres Erzeugungsprofils (zum Erreichen eines höheren als des durchschnittlichen Marktwerts) ausgesetzt, während sie gleichzeitig vor langfristigen Niveauänderungen des Strompreises geschützt werden.

Internalisierung durch die gleitende Marktprämie. Anlagen, die am Strommarkt aufgrund ihres günstigeren Erzeugungsprofils höhere Erträge erzielen, haben in diesem Marktdesign Mehreinnahmen gegenüber einer durchschnittlichen Anlage. Windenergieanlagen sind damit umso profitabler, je höher der Marktwert des von ihnen erzeugten Stroms ist. Ihre Wettbewerbsfähigkeit in den Ausschreibungen steigt. Der Anreiz für Investoren, in Anlagen mit intertemporal ausgeglichenerem höheren Erzeugungsprofil und höheren VLS zu investieren, ist damit proportional zum dadurch erzielten volkswirtschaftlichen Nutzen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht

besteht somit kein Bedarf, Schwachwindturbinen auf Grund des höheren Marktwertes des von ihnen produzierten Stroms zusätzlich zu fördern – sie werden ja bereits durch den höheren Marktwert „gefördert“. Es wäre aber denkbar, die im Marktprämienmodell angelegten Anreize zu stärken, indem statt der monatlichen eine jährliche Referenzperiode gewählt wird.

Bedeutung der Referenzperiode der gleitenden Marktprämie. Besondere Bedeutung kommt im Modell der gleitenden Marktprämie der Referenzperiode zu, die bei der Berechnung der Marktprämie zugrunde gelegt wird. Sie definiert den Zeithorizont, bis zu dem systemdienliches Einspeiseverhalten ökonomisch attraktiv ist. In der Ausgestaltung der deutschen gleitenden Marktprämie ist dieser monatlich gewählt. Davon profitieren Anlagenkonfigurationen, deren stündliches Erzeugungsprofil innerhalb eines gegebenen Monats überdurchschnittlich systemdienlich ist. Darüber hinaus besteht allerdings kein Anreiz hin zu Anlagenkonfigurationen, die auch im Jahresverlauf verstärkt in Monaten mit höheren Strompreisen produzieren, da in diesen Monaten die Differenz zwischen Marktpreis und anzulegendem Wert und folglich auch die Marktprämie geringer ausfällt. Dadurch wird auf die Möglichkeit verzichtet, auch saisonale Anreize zu setzen, die Windanlagen mit höherer Auslastung in Monaten mit höheren Strompreisen fördern könnten. Dieser Anreiz könnte durch die jährliche Berechnung der Marktprämie ergänzt werden, wie sie z.B. in den Niederlanden realisiert ist. Während eine dauerhaft fixe Marktprämie das Risiko langfristiger Änderungen des Strompreisniveaus an Investoren weitergeben würde, behält die dann jährlich gleitende Marktprämie dabei den Vorteil, dass sie sich immer noch an langfristige Änderungen des Strompreisniveaus anpasst und so das Preisrisiko für Investoren geringer hält. Diese Überlegungen gelten im Übrigen für alle geförderten Erzeugungstechnologien, nicht nur für Windenergie.

Jährliche statt monatliche Referenzperiode. Für eine Windkraftanlage, deren Erzeugungsprofil genau dem Durchschnitt entspricht ergibt sich bei jährlicher wie monatlicher Referenzperiode die gleiche Vergütungshöhe, solange der durchschnittliche Marktwert in jeder Periode unter dem Anzulegenden Wert liegt⁴. Für Windkraftanlagen, die sich vom Durchschnittsprofil unterscheiden, ändern sich jedoch die Erlöse. Eine beispielhafte Berechnung zeigt, dass die Umstellung der Referenzperiode bei gegenwärtigen Strompreisprofilen einen leichten, aber nicht eindeutigen Anreiz zu Errichtung von Schwachwindturbinen entfaltet. Abbildung 8 zeigt die Erlösdifferenz in ct/kWh auf Basis historischer Strompreise und Einspeiseprofile für zwei Standorte und Turbinentypen und einen Anzulegenden Wert von mindestens 5,3 ct/kWh. Die

⁴ Liegt der durchschnittliche Marktwert in einzelnen Perioden über dem Anzulegenden Wert, kann die jährliche Referenzperiode auch zu Mindereinnahmen führen. Anatólis und Klobasa (2019) illustrieren dies für den Fall, dass durchschnittlicher jährlicher Marktwert und Anzulegender Wert gleich sind. Der monatliche Marktwert läge dann in einigen Monaten über, in anderen unter dem Anzulegenden Wert so dass die gleitende Marktprämie bei jährlicher Berechnung auf null fiel. Ein Unterschied zur monatlichen Referenzperiode entsteht durch die Monate, in denen die Windkraftanlage überdurchschnittlich hohe Marktwerte erzielt: Bei jährlicher Referenzperiode wirken sich diese Monate negativ auf die Marktprämie aus. Bei monatlicher Referenzperiode hingegen haben die ertragsstarken Monate keinen Effekt, da die Marktprämie nicht negativ werden kann. Der monatliche Unterschied zur jährlichen Prämie ist damit nach unten, nicht aber nach oben begrenzt.

Umstellung hätte je nach Standort und Jahr erlössteigernde oder erlösmindernde Effekte gehabt. Im Schnitt über drei Jahre zeigt sich ein leichter Vorteil für Schwachwindanlagen gegenüber Starkwindanlagen in Höhe von etwa 0,02 ct/kWh. Insgesamt ist der Unterschied der Vergütung zwischen den Anlagentypen jedoch geringer als der zwischen verschiedenen Wetterjahren oder Standorten.

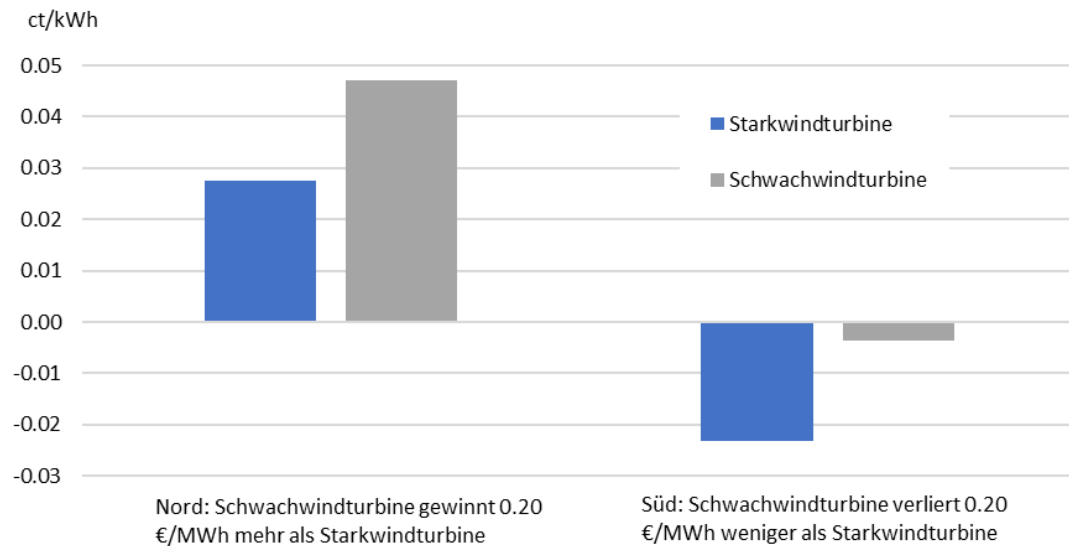


Abbildung 8 Erlösdifferenz bei Umstellung von monatlicher auf jährliche Berechnung der gleitenden Marktprämie. Quelle: Eigene Berechnung für die Jahre 2016-18 durch Neon basierend auf Daten von ENTSO-E Transparency und renewables.ninja. Nordstandort: Huje (SH), Südstandort: Ammerfeld (BY). Starkwindturbine: Enercon E-112 4,5 MW. Schwachwindturbine: Nordex N131 3 MW, Nabenhöhe jeweils 134 m. Mögliche ausgleichende Effekte des Referenzertragsmodell auf die Differenz zwischen den Standorten wurden nicht berücksichtigt, da diese den Unterschied zwischen den Turbinentypen nicht beeinflussen.

3.2 GERINGERER PROGNOSEFEHLER

Bilanzkreisverantwortung. Ein Großteil der Kosten von Prognosefehlern werden im Rahmen der Bilanzkreisverantwortung von den Windkraftanlagenbetreibern selbst getragen, da die Kosten für den Einsatz von Regularbeit über den regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) auf jene Bilanzkreise umgelegt werden, die vom Erzeugungsfahrplan abweichen und damit Regellenergiebedarf verursachen. Nicht internalisiert sind die Kosten der Regelleistungsvorhaltung, welche von den Letztverbrauchern als Teil der Übertragungsnetzentgelte getragen werden. Die gesamten Vorhaltekosten für Sekundär- und Minutenreserve lagen im Jahr 2018 bei 58,7 Mio. € (BNetzA 2020). Zu beachten ist, dass auch Prognosefehler der Stromnachfrage sowie konventioneller Erzeuger durch Regelleistung ausgeglichen werden und somit variable erneuerbare Energien nur für einen Teil dieser Kosten verantwortlich sind. Würde man – recht willkürlich – die Hälfte der Vorhaltekosten den erneuerbaren Energien zuschreiben, ergäben sich Kosten von lediglich etwa 0,015 ct/kWh. Der im Rahmen dieses Vorhabens erstellte Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien (Navigant et al. 2019) beziffert die durchschnittlichen Regularbeitskosten für Windenergieanlagen an Land auf 0,094 ct/kWh im Süden bzw. 0,076 ct/kWh im Norden

Deutschlands. Die durch Schwachwindanlagen im Vergleich zu Starkwindanlagen zu erzielenden Einsparungen sind dementsprechend sehr gering. Die volkswirtschaftlichen Kosten der Prognosefehler sind damit weitgehend internalisiert und bilden auf Seiten der Anlagenbetreiber einen Anreiz, Prognosefehler möglichst gering zu halten. Die Möglichkeit dazu haben sie sowohl durch Investitionen in die Berechnung exakter Erzeugungsprognosen als auch in Anlagen mit möglichst ausgeglichenem Erzeugungsprofil wie Schwachwindturbinen

Bedeutung des Marktdesigns für Regelleistung. Die Differenz zwischen Ausgleichsenergie- und Intraday-Preis (der sog. Ausgleichsenergie-Spread) und damit die Stärke der Anreizwirkung ist vom Design des Regelleistungsmarkts und der Preisformel zur Ermittlung des reBAP abhängig. Die Einführung des sog. Mischpreisverfahrens bei der Bezuschlagung von Regelleistung führte ab Oktober 2018 zu einer starken Reduktion des Ausgleichsenergie-Spreads und die Rückkehr zum Leistungspreisverfahren im Juli 2019 zu einer starken Erhöhung desselben.

3.3 ENTLASTUNG DER NETZE

Kurzfristige Netzintegrationskosten (im Wesentlichen die Einspeisemanagementkosten, die im Rahmen des Engpassmanagements entstehen) sind heute überwiegend *nicht* internalisiert. Die kurzfristigen Netzintegrationskosten müssen nur in sehr begrenztem Umfang über die sogenannte Härtefallregelung (§ 15 EEG) von den Anlagenbetreibern getragen werden und dürfen nicht mehr als 1 % der gesamten Vermarktungserlöse eines Jahres betreffen. Von dem oben ermittelten Systemnutzen aus einer potenziell geringen Abregelung profitieren Schwachwindanlagen aufgrund der – aus gutem Grund bestehenden – Entschädigungsregelungen aber nur in sehr geringem Maße.

Langfristige Netzintegrationskosten. Die Netzanschlusskosten (shallow connection costs) als Teil der langfristigen Netzintegrationskosten werden heute von Anlagenbetreibern getragen, da diese die Leitungen errichten und unterhalten müssen. Diese Kosten sind somit vollständig internalisiert. Sofern hier Kostenvorteile von Schwach- gegenüber Starkwindanlagen bestehen, insbesondere weil bei gleicher erzeugter Energiemenge die Anbindungsleitung für die Schwachwindanlagen kleiner (geringere Anschlusskapazität) dimensioniert werden kann, gehen diese bereits heute in das Entscheidungskalkül der Investoren ein. Darüberhinausgehende langfristige Netzintegrationskosten (deep connection costs) werden grundsätzlich nicht internalisiert. Eine Ausnahme bildet die Berücksichtigung von kapazitätsabhängigen Netzausbaukosten der Hochspannungsebene (Netzebene 3 und 2), die in gemeinsamen Ausschreibungen für Wind an Land und Solar über die Verteilernetzkomponente (VNK) bei der Zuschlagsentscheidung berücksichtigt werden. Die VNK unterscheidet allerdings nur regional (nach Landkreisen) sowie nach Erzeugungstechnologie (nach Wind und PV), nicht aber innerhalb der Klasse der Windenergieanlagen nach Auslegung der Anlagen und damit nicht nach Stark- bzw. Schwachwindanlage. Bei der VNK werden durchschnittliche kapazitätsabhängige Ausbaukosten über fixe Annahmen zu den VLS der bei den Erzeugungstechnologien in einen energiebezogenen Wert (ct/kWh) umgerechnet. Dies ist erforderlich, um diesen Teil der Netzintegrationskosten in der Ausschreibung bei der Reihung der in ct/kWh abgegebenen Gebote berücksichtigen zu können. Durch die Annahme fixer VLS je Technologie erfolgt aber keine Unterscheidung zwischen Stark- und Schwachwindanlagen, die sich – am selben Standort –

aber gerade durch unterschiedliche VLS unterscheiden. Unterschiedliche Netzintegrationskosten zwischen beiden Technologieklassen sind insofern nicht internalisiert. Dies gilt ohnehin für Netzintegrationskosten in der Mittelspannungsebene, da die VNK in der heutigen Form nur die Hochspannungsebene berücksichtigt. Heute ist ca. die Hälfte der Windenergieanlagen in der Mittelspannungsebene angeschlossen.

4 Mögliche Instrumente zur Förderung von Schwachwindturbinen

Es bestehen explizite und implizite Möglichkeiten zur zusätzlichen Förderung von Schwachwindturbinen. Ein implizites Instrument stellt die im Abschnitt 3.1 diskutierte Umstellung des Marktprämienmodells auf eine jährliche Referenzperiode dar. Diese hätte jedoch keinen eindeutigen Effekt. Ein weiteres implizites Instrument ist die Anpassung der VNK, wodurch Schwachwindanlagen bei den Ausschreibungen von ihren geringeren Netzanschlusskosten profitieren könnten. Aspekte expliziter Förderinstrumente für Schwachwindturbinen finden sich im dänischen Förderregime von 2014 und werden momentan im Rahmen der Diskussion um Differenzverträge vom DIW vorgeschlagen. Keines der betrachteten Förderinstrumente geht jedoch über die durch den Marktwert gesetzten Anreize für Systemdienlichkeit hinaus. Da die Vorteile von Schwachwindanlagen bereits größtenteils internalisiert sind, wäre eine weitergehende explizite Förderung eine wohlfahrtsmindernde Verzerrung von Preissignalen.

4.1 ANGEPASSTE VNK

Wie oben beschrieben werden unterschiedliche Netzintegrationskosten zwischen Schwachwind- und Starkwindanlagen in der derzeitigen VNK nicht berücksichtigt und sind insofern heute nicht internalisiert. Würde der Unterschied in den VLS zwischen Stark- und Schwachwindanlagen über die VNK in der Gebotsreihung bei den Ausschreibungen berücksichtigt, könnte der Unterschied in der VNK (bis zu 0,2 ct/kWh, s. oben) hinreichend groß sein, um positiv auf die Gebote von Schwachwindanlagen zu wirken und so die allokativen Effizienz der Ausschreibungen zu erhöhen.

Ertragsgutachten. Eine Berücksichtigung der individuellen VLS einer Windkraftanlage ist bei der Berechnung der VNK nicht ohne weiteres möglich, da zum Ausschreibungszeitpunkt Informationen, die zur Berechnung von gebotsbezogenen VLS erforderlich sind, derzeit im Rahmen der Gebotsabgabe nicht vorliegen. Informationen über die geplante Anlagenleistungen sind zwar direkt dem Gebot oder auch der erforderlichen BlmSchG-Genehmigung zu entnehmen, Informationen über den erwarteten Ertrag hingegen nicht. Das für die Anwendung des Referenzertragsmodells in den technologiespezifischen Windausschreibungen erforderliche Ertragsgutachten, was grundsätzlich als Grundlage dienen könnte, wird bspw. nicht mit dem Gebot vorgelegt, sondern verpflichtend erst im Zuge der Inbetriebnahme. Denkbar wäre jedoch, die verpflichtende Abgabe eines Ertragsgutachtens im Rahmen der Gebotsabgabe als zusätzliche Anforderung neu aufzunehmen. Die Missbrauchsanfälligkeit eines solchen Gutachtens, mit dem Ziel eine möglichst hohe VLS vorzugeben, ist näher zu prüfen, da die ausschreibende Stelle nur begrenzte Möglichkeiten hat, die Plausibilität der Ertragsgutachten bei einer noch nicht realisierten Anlage in der Ausschreibung zu überprüfen. Ob der Aufwand, der mit der verpflichtenden Vorlage eines Ertragsgutachtens bei Gebotsabgabe bei Bietern

und ausschreibender Stelle verbunden ist, im Verhältnis zum erwarteten Nutzen im Hinblick auf eine systemisch effizientere Anlagenauslegung gerechtfertigt ist, ist noch näher zu prüfen.⁵ Zu bedenken ist, dass Bieter vermutlich ohnehin als Grundlage für die Gebotslegung ein Ertragsgutachten vorliegen wird, was den Mehraufwand einer verpflichtenden Vorlage bei Gebotsabgabe reduzieren dürfte. Aufwandsreduzierend könnte zudem wirken, wenn ein Ertragsgutachten nur vorzulegen ist, wenn der Bieter eine von einer niedrig angesetzten Standardannahme (z. B. 2.000 h/a) abweichende VLS reklamiert und nachweisen will.

Ausweitung der VNK auf die Mittelspannungsebene. Der skizzierte Ansatz würde allerdings nur eine Berücksichtigung eines Teils der Netzintegrationskostenvorteile von Schwachwindanlagen erlauben, nämlich bezogen auf die Hochspannungsebene. Eine Berücksichtigung der Kosten für den Ausbau der Mittelspannungsebene in der VNK ist im Hinblick auf die Datenverfügbarkeit sehr herausfordernd, weswegen hierauf bislang verzichtet wurde. Sollten sich hier zukünftig sinnvolle Weiterentwicklungsoptionen zeigen, dann wäre auch hier eine Differenzierung der VNK hinsichtlich der Anlagenauslegung erwägenswert.

4.2 BEISPIELE FÜR EXPLIZITE FÖRDEREINSTRUMENTE

Einige Länder haben in ihre Förderregimes für erneuerbare Energien explizite Mechanismen zur Förderung von systemdienlichen Windkraftanlagen implementiert.

Separate Förderung auf Basis von VLS und Rotorfläche. In Dänemark erhalten Anlagen, die zwischen dem 1.1.2014 und dem 20.2.2018 ans Netz gingen, eine fixe Marktprämie, deren Auszahlung jedoch auf die Energiemenge in MWh limitiert ist, die in 6600 VLS erzeugt werden kann. Dieses Kontingent wird erweitert um 5,6 MWh je m² Rotorfläche die zusätzlich gefördert werden. Bei der festgelegten Prämienhöhe von 250 DKK/MWh und einem Wechselkurs von 0,134 €/DKK entspricht dies einer Zusatzförderung von 187,60 €/m² Rotorfläche. Die auf VLS basierende Maximalvergütung setzt für sich genommen einen Anreiz zur Errichtung möglichst großer und damit nicht systemdienlicher Turbinen. Die Zusatzförderung der Rotorfläche hingegen bevorzugt explizit Schwachwindturbinen. Für die Investitionsentscheidung ist ausschlaggebend, dass die Summe aus Zusatzförderung und zusätzlich erzieltm Marktwert ausreicht, die Mehrkosten für größere Rotoren zu kompensieren. Schätzungen der spezifischen Investitionskosten je m² Rotorfläche lagen für das Jahr 2015 in Deutschland zwischen

⁵ Bei dieser Aufwands-/Nutzenabwägung sollte bedacht werden, ob ein mit der Gebotsabgabe vorzulegendes Ertragsgutachten ggf. auch über die Verwendung im Rahmen der VNK einen Nutzen bringen würde. Im Zusammenhang mit technologieübergreifenden Ausschreibungen wird teilweise diskutiert, ob es in Bezug auf die ausgeschriebene Menge nicht einen Ausgleichsfaktor geben sollte, um Unterschiede bei VLS (und damit Energieerträgen pro gebotem MW) zwischen Technologien (und ggf. auch Standorten oder Anlagenauslegungen) zu berücksichtigen. Auch hierfür wäre ein Ertragsgutachten erforderlich. Andererseits gibt es auch Gründe, Anlagenbetreiber auch über den Gebotszeitpunkt hinaus noch Flexibilität in der Anlagenauslegung zu belassen. Dies steht dem Ziel einer Steuerung auf Basis der Anlagenauslegung offensichtlich diametral gegenüber. Vor- und Nachteile sind gegeneinander abzuwägen.

310 und 400 €/m² (DWG 2015). Wenn für Dänemark eine ähnliche Kostensituation unterstellt werden kann, deutet dies darauf hin, dass die Mehreinnahmen nicht ausgereicht hätten, systemdienliche Windkraftanlagen profitabel zu machen. Zusammen betrachtet führt dieses Modell damit sogar zu weniger systemdienlichen Anlagen.

Berücksichtigung des Marktwertes im Rahmen von Differenzverträgen. Gegenüber der festen Einspeisevergütung bietet ein Marktprämienmodell den Vorteil, dass Anlagenbetreiber an Großhandelsstrompreisen partizipieren (wie im Abschnitt 3.1 dargestellt) und damit Anreizen zur intertemporalen Optimierung des Einspeiseprofils ausgesetzt sind. Gleichzeitig hat es potenziell den Nachteil, dass die zu erwartenden Erlöse Unsicherheiten unterliegen, wodurch die Eigenkapitalanforderungen und damit die Finanzierungskosten für Windkraftanlagen steigen könnten. Mit diesem Effekt begründet das DIW den Vorschlag, die monatlich gleitende Marktprämie durch stündliche Differenzverträge (Contracts for Differences) wie in Großbritannien in Kombination mit einer administrativen Marktwertprognose zu ersetzen (Neuhoff et al., 2018). Die Differenzverträge zeichnet aus, dass die Marktprämie nicht nur zu Mehreinnahmen führt, wenn der Marktwert von erneuerbar produzierter Energie unter dem anzulegenden Wert liegt, sondern ebenso negative Werte annehmen kann, wenn der Marktwert über den anzulegenden Wert steigt. Das Marktprämienmodell schützt Investoren vor dem Risiko niedriger Strompreise (dieses liegt bei den Stromkunden, welche die EEG-Umlage zahlen), gibt ihnen jedoch die Chance auf Mehreinnahmen in Situationen, in denen der Marktwert über den anzulegenden Wert steigt. Diese Mehreinnahmen würden durch Differenzverträge abgeschöpft. Bei monatlicher oder jährlicher Referenzperiode entfalten Differenzverträgen die gleichen Anreize für systemdienliches Einspeiseverhalten wie eine Marktprämie, da Anlagenbetreiber in beiden Modellen an Großhandelsstrompreisen partizipieren. In Verbindung mit einer stündlichen Referenzperiode würde dieser Anreiz jedoch entfallen, da Anlagenbetreiber in jeder Stunde die Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Marktpreis erstattet bekommen (oder zurückerstatten müssen, wenn der Marktpreis den anzulegenden Wert übersteigt). Im Ergebnis ähnelt dieses Modell einer festen Einspeisevergütung, wo die Erlöse je MWh in jeder Stunde konstant und unabhängig vom Marktwert sind, und somit keinerlei Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen verbleiben. Um innerhalb dieses Modells systemdienliche Anreize zu setzen, schlägt das DIW vor, den anzulegenden Wert je nach erwartetem Marktwert einer Anlage zu differenzieren. Die Marktprämie würde in diesem Fall um einen Marktwertfaktor angepasst, der sich aus der stündlichen Stromproduktion einer Anlage und den jeweiligen Preisen eines Referenzjahres ergibt. Für vergangene Referenzjahre wären historische Daten verfügbar, während für zukünftige Referenzjahre modellierte Strompreisprognosen und anlagenspezifische Stromerzeugung zugrunde zu legen wären. Hier zeigt sich jedoch der Nachteil des Marktwertfaktors: Im heutigen Modell bilden Investoren, die sich an Ausschreibungen für Windkraftanlagen beteiligen, Erwartungen über den projektspezifischen Marktwert, die sie in ihrem Gebot berücksichtigen. Über die Auktionen stehen sie dabei miteinander im Wettbewerb um die beste Prognose. Die zentrale Festlegung des Marktwertes, wie im vom DIW vorgeschlagenen Modell, verzichtet auf diesen Wettbewerb und das damit verbundene Kostensenkungspotential. Im Ergebnis würde bestenfalls der im Marktwert ausgedrückte Anreiz zu systemdienlichen Anlagen in das Differenzvertragsmodell integriert. Eine darüberhinausgehende Förderung von Schwachwindturbinen enthält dieses Modell nicht.

Zielgerichtete Anpassung bestehender Rahmenbedingungen statt expliziter Förderung. Beide hier diskutierten expliziten Fördereinstrumente verfolgen das Ziel, von sich aus nicht systemdienliche Fördersysteme wie eine Fixe Marktprämie oder Differenzverträge mit stündlicher Referenzperiode mit Anreizen für die Berücksichtigung von Systemdienlichkeit durch Investoren anzureichern. Im Marktprämienmodell sind diese Anreize größtenteils jedoch bereits enthalten. Anstelle expliziter Förderung empfiehlt sich daher die gezielte Stärkung der Berücksichtigung von Systemdienlichkeit durch minimalinvasive Anpassungen der bestehenden Rahmenbedingungen. Möglichkeiten hierzu bieten die Verlängerung der Referenzperiode des Marktprämienmodells oder die Berücksichtigung VNK in der Gebotsreihung bei den Ausschreibungen.

5 Literaturverzeichnis

Anatolitis, Vasilios und Klobasa, Marian. (2019): Impact of a yearly reference period on the sliding feed-in premium for onshore wind in Germany. 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). <https://doi.org/10.1109/EEM.2019.8916394>

Bundeministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2018. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2018.pdf>

Bundeministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017): Langfrist- und Klimaszenarien. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2019): Quartalsberichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2020): Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html

Deutsche WindGuard (DWG) und Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW) (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II e: Wind an Land. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Das_EEG/EEG-Erfahrungsberichte-und-Studien/eeg-erfahrungsberichte-und-studien.html

Deutsche WindGuard (DWG) (2015): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2015/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland%20-%20Update.pdf

ENTSO-E Transparency (2019): Day-ahead Prices Bidding Zone DE-LU 2016-2018. <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show?name=&areaType=BZN&biddingZone.values=CTY|10Y1001A1001A83F!BZN|10Y1001A1001A82H>

Hirth, Lion, Ueckerdt, Falko und Edenhofer, Ottmar (2015): Integration costs revisited - An economic framework for wind and solar variability. Renewable Energy 74, 925-939. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>

Hirth, Lion und Müller, Simon (2016): System-friendly wind power. How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power. Energy Economics 56, S51-63. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.02.016>

Navigant, Consentec, Fraunhofer ISI, Neon Neue Energieökonomik, Takon Spieltheoretische Beratung und Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW) 2019: Externer Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Ausschreibungen für Erneuerbare Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Neuhoff, Karsten; May, Nils und Richtein, Jörn (2018): Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien. DIW Wochenbericht 28 / 2018, S. 625-635 https://doi.org/10.18723/diw_wb:2018-28-3

Staffell, Iain und Pfenninger, Stefan (renewables.ninja) (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. Energy 114, pp. 1224-1239. doi: [10.1016/j.energy.2016.08.068](https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068)

Umweltbundesamt (UBA) (2019) Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land. Kurztitel: Flächenanalyse Windenergie an Land Abschlussbericht. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/analyse-der-kurz-mittelfristigen-verfuegbarkeit-von>