

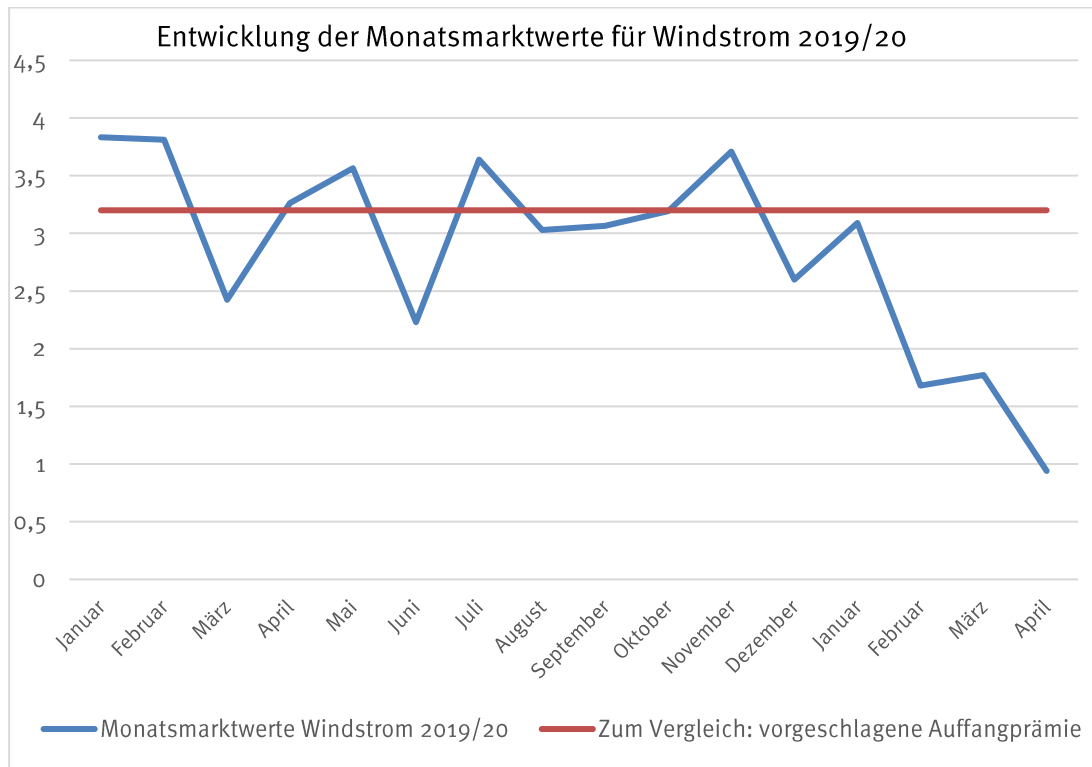
Vorschlag für eine Auffanglösung zum Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach dem EEG-Förderzeitraum in Zeiten coronabedingter Marktturbulenzen

Stand 8. Juni 2020

Ausgangslage und Herausforderung

Ab dem 1. Januar 2021 endet für die ersten Windenergieanlagen der (meist) 20-jährige EEG-Förderzeitraum. Allein im ersten Jahr betrifft dies knapp 5.000 Anlagen mit einer Leistung von über 3.700 Megawatt (MW), in den folgenden vier Jahren fallen dann weitere ca. 5.000 MW Windleistung aus der Förderung. Viele dieser Anlagen könnten technisch problemlos weiterbetrieben werden und sehr günstig Ökostrom erzeugen – Ökostrom, der bei einem Abschalten der Anlagen für das Erreichen der Klimaziele fehlt. Die drohende Abschaltung dieser Windenergie-Leistung kommt zudem in einer Situation, in der der Ausbau der Windenergie drastisch eingebrochen ist und daher auch kaum über eine zusätzliche Aufstellung von Neuanlagen aufgefangen werden kann.

Für das Erreichen unserer Energiewende- und Klimaziele ist es daher essenziell, zumindest einem Großteil dieser alten Windenergieanlagen eine klare Weiterbetriebperspektive zu geben. Theoretisch gibt es diese auch: Über die Direktvermarktung des Windstroms an der Börse könnten die beim Weiterbetrieb anfallenden Kosten für Wartung, Reparaturen, Pachten, Versicherungen etc. wieder eingespielt werden. Bereits im Jahr 2017 [zeigte NATURSTROM in einer Untersuchung](#) allerdings auf, dass bei niedrigen Marktpreisen in der Praxis nur ein begrenzter Teil dieser Altanlagen, [trotz deutlich günstigerer Stromgestehungskosten gegenüber Neuanlagen](#), eine ökonomisch rentable Weiterbetriebperspektive erreicht, da die an der Strombörse erzielbaren Preise durch Überkapazitäten, eine unzureichende CO₂-Bepreisung und unflexible fossile Kraftwerke die Erlösanforderungen der alten Windenergieanlagen von durchschnittlich etwa 3,5 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) kaum decken können. Studien der Fachagentur Windenergie an Land und im Auftrag des Bundesverband WindEnergie aus dem Jahr 2018 bestätigen dieses Bild.



Die aktuelle **Corona-Krise** hat die Börsenstrompreise zudem noch einmal deutlich weiter auf ein Niveau von nur noch 2 ct/kWh am Spotmarkt gedrückt und **die Lage damit drastisch verschärft**. Gegenwärtig ist davon auszugehen, dass **für viele Altanlagen der aus Energiewende- und Klimaschutzsicht notwendige sowie gesamtökonomisch gebotene Weiterbetrieb nicht wirtschaftlich ist**.

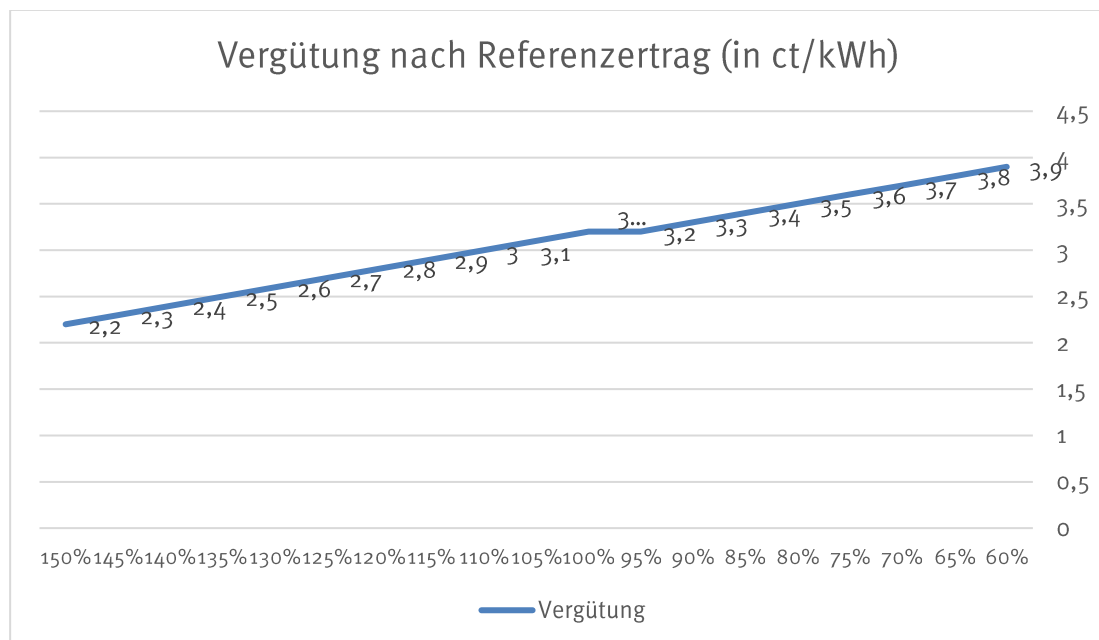
Um ein Abschalten der alten Windenergieanlagen und damit den Verlust großer Mengen kostengünstiger und klimafreundlicher Strommengen zu verhindern, braucht es daher eine Regelung, mit der die Betreiber der Windenergieanlagen zumindest die Kosten der Stromerzeugung wieder einspielen und so am Netz bleiben können. Die Regelung sollte einfach sein und nur den Weiterbetrieb absichern, also keine großen Gewinne ermöglichen. Zielbild beim Weiterbetrieb von Windenergieanlagen bleibt weiterhin die Vermarktung direkt an private oder gewerbliche Ökostromkunden über einen Ökostromanbieter wie NATURSTROM oder an der Strombörse, welche dann auch einen mittelfristigen ökonomisch auskömmlichen Betrieb der Altanlagen ermöglicht. Dieses Ziel ist in der aktuellen Ausnahmesituation aber durch ein reguliertes und nur für begrenzte Zeit aufgespanntes Auffangnetz zu ergänzen.

Unser Vorschlag

- Der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen wird nach dem Ende der EEG-Förderdauer mit einer Auffang-Marktpremie von 3,2 Cent (anzulegender Wert) abgesichert. Eventuelle Differenzen zum Börsenstrompreis werden weiterhin über das EEG-System ausgeglichen.
- Die Auffanglösung wird befristet auf zwei Jahre für 2021 und 2022 zur Überwindung der Corona-Folgen im Strommarkt umgesetzt.
- Bei kleineren Anlagen mit einer Leistung unter 1 MW, die höhere Betriebskosten je kWh haben, wird eine Kompensation von 0,2 ct/kWh für jede 250 kW geringere Leistung aufgeschlagen (Beispiel: 4,0 Cent/kWh für Anlagen bis 250 kW).
- Die Vergütung der einzelnen Anlagen wird nach dem bewährten Referenzertragsmodell ausdifferenziert. Hierfür werden der Einfachheit halber die bestehenden Referenzerträge genutzt, es erfolgt keine Neuberechnung nach der im EEG 2017 zu Grunde gelegten Methode.

Wir schlagen eine Erhöhung oder Absenkung der Auffangprämie um 0,1 ct/kWh je fünf Prozent Abweichung von einem 100-Prozent-Ertrag vor. Durch die Differenzierung wird der Tatsache Rechnung getragen, dass eine Vielzahl an Anlagen an guten Standorten nach Studienlage auch mit weniger als 3,2 ct/kWh wirtschaftlich betrieben werden kann, während dies allein mit der Basis-Auffangprämie für Anlagen an Binnenstandorten nicht möglich ist.

Die Standortqualität wird dabei mit dem letzten zur Bestimmung der Laufzeit gemäß EEG erstellten Wirtschaftsprüfertestat nachgewiesen. Falls kein entsprechendes Dokument mehr vorhanden oder auffindbar ist, kann eine neue Einordnung über eine Testierung der Erträge der letzten fünf Jahre im Verhältnis zu dem vorgegebenen Referenzertrag der Anlage erfolgen.



- Insgesamt wird zudem eine Obergrenze von 4,5 ct/kWh für die Auffangprämie vorgesehen – die Aufstockungen können also nicht unbegrenzt kombiniert werden, gerade Kleinanlagen an schlechten Standorten werden damit gedeckelt.

Als Beispiel:

Eine 200-kW-Anlage an einem 62-Prozent-Standort würde die Basis-Auffangprämie von 3,2 ct/kWh plus $7 \times 0,1$ Cent für den schlechten Standort sowie $4 \times 0,2$ Cent für die geringe Größe erhalten – insgesamt theoretisch 4,7 ct/kWh, wobei hier dann die Deckelung bei 4,5 ct/kWh greift. Andersherum erhält eine große Anlage an einem besseren Standort mit einem Referenzertrag von 123 Prozent nur eine Prämie von $3,2 - 4 \times 0,1$, also 2,8 ct/kWh.

- Die Stromabnahme und Vergütung erfolgt über die bisherigen Mechanismen.
- Durch die Abwicklung des Auffangmechanismus im EEG-System werden keine Herkunftsnachweise für den Strom generiert. Dies passiert erst nach einem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung.
- Die Betreiber können wie bisher monatlich in die sonstige Direktvermarktung wechseln und so ökonomische Chancen am Markt wahrnehmen. Diese freie Vermarktung bleibt damit Hauptperspektive für den mittelfristigen Weiterbetrieb.
- Die sonst für die Marktprämienvermarktung üblichen technischen Anforderungen, wie etwa die Nachrüstung einer Fernsteuerbarkeit, sind dabei nur für Altanlagen > 1 MW Leistung erforderlich. Alt-Kleinanlagen ≤ 1 MW sind von diesen Voraussetzungen ausgenommen, da die entsprechenden Investitionen nicht durch den Stromverkauf wieder eingespielt werden können und ein Weiterbetrieb somit von vornherein ökonomisch nicht darstellbar wäre.
- Es gibt keine sonstigen Bestandteile wie Managementprämie etc.
- Altanlagen, die in gemischten Parks mit neueren Rotoren stehen und deren Einspeisung über gemeinsame Zählpunkte gemessen wird, können ihre Erzeugung wie bisher nach Leistung zugeschätzt bekommen. Die Neuverlegung kostspieliger separater Messinfrastrukturen, die nach bisherigem Recht notwendig wären und die einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb unmöglich machen würden, sind nicht erforderlich.

Begründung

Um das Ziel eines Anteils von 65 Prozent Erneuerbare Energien am Stromverbrauch zu erreichen, ist der aktuelle Zubau insbesondere von Wind- und Solarenergie ohnehin schon zu gering. Eine vorrangig der Corona-Krise geschuldete Abschaltung einer Vielzahl technisch einwandfreier Windenergieanlagen würde einen zusätzlichen Rückschritt bedeuten und das Erreichen der Energie- und Klimaziele entscheidend gefährden. Mit unserem Vorschlag wollen wir den Weiterbetrieb daher absichern und die Zeit bis zu einer Normalisierung des Strommarktes überbrücken. Um Komplexität zu vermeiden und eine erforderliche schnelle Lösung zu ermöglichen, setzen wir auf bewährte Instrumente wie die Marktprämie und das Referenzertragsmodell auf und verlängern diese. Durch die geringe Höhe der vorgeschlagenen Absicherung wird vermieden, dass es zu einer Überförderung kommt – die Förderung der getätigten Investitionen ist in der EEG-Laufzeit erfolgt, nun geht es nur um eine Übergangsregelung, um die Abschaltung der Kapazitäten zu vermeiden. Gleichzeitig wird der freie Strommarkt als Zielsystem für den Weiterbetrieb gestärkt und bleibt durch die Befristung der Auffanglösung dauerhaft die einzige Perspektive für den Weiterbetrieb der Altanlagen.

Kosten der Auffangvergütung

Zur Ermittlung der Kosten der vorgeschlagenen Lösung müssen einige Annahmen getroffen werden. Wir setzen die Parameter dabei bewusst vorsichtig, die realen ökonomischen Auswirkungen können daher sogar noch deutlich unter den folgenden Abschätzungen bleiben. So kalkulieren wir in dem Beispielszenario etwa mit einem hohen Anteil an im Markt bleibender Leistung, bei Anlagen unter einem MW setzen wir hier einen Wert von 75 Prozent an, bei größeren Maschinen sogar 85 Prozent. Auch wenn wir hoffen, dass solche hohen Anteile tatsächlich weiter Strom produzieren, wird dies in der Realität voraussichtlich wohl nicht in diesem Umfang erreicht werden.

Weiterhin gehen wir auch von den aktuell niedrigen Terminmarktwerten für den Windstrom aus – die Preise könnten sich in den kommenden Monaten aber auch noch deutlich nach oben entwickeln. In der Berechnung wird zudem davon ausgegangen, dass alle Altanlagen angesichts der geringen Börsenstrompreise die Auffangprämie in Anspruch nehmen würden. In der Realität würde sich zumindest ein Teil der Anlagen, insbesondere solche an guten Standorten, auch schon bei Börsenpreisen zwischen 30 und 35 Euro pro Megawattstunde am Markt versuchen und mittels der Mehreinnahmen durch die dann erzeugten Ökostrom-Herkunftsnachweise Vergütungen oberhalb dieser regulierten Absicherung erzielen können. Volllaststunden sind entsprechend einer DEWI-Studie zum Weiterbetrieb alter Windenergieanlagen mit einem durchschnittlichen Wert von 1.456 angesetzt. Hinsichtlich der Standortverteilung wird vereinfachend davon ausgegangen, dass sich bessere und schlechtere Qualitäten insgesamt ausgleichen. Daher rechnen wir mit einem durchschnittlichen Wert von 3,2 ct/kWh bei der Auffangprämie. Aufschläge für Anlagen mit einer Leistung von unter einem MW sind in diesem Durchschnittswert nicht einkalkuliert, aber in der Gesamtkostenbetrachtung berücksichtigt. Ohnehin spielen diese kleineren Anlagen schon ab 2022 nur mehr eine kleinere Rolle.

Jahr	2021	2022	Summe 2021/22
Ausgeförderte Windenergie-Anlagen (Anzahl)	4.911	1.864	6.775
Ausgeförderte Anlagen (Leistung in MW)	3.736	2.429	6.165
Im Markt verbleibende Leistung Altanlagen (85 % größere, 75 % kleinere Anlagen, in MW)	2972	2016	4.988
Durchschnittliche Börsenvermarktung Windstrom (€/MWh)	31,45	34,85	-
Stromerzeugung der verbleibenden Altanlagen (in MWh, 2022 umfasst auch noch einmal 2021)	4.327.400	7.262.092	11.589.492
Zahlungsvolumen für Auffang-Prämie (in Mio. €)	12,4	2,8	15,2

Annahmen und Auswirkungen des zugrunde gelegten Szenarios. Quellen: EEG-Anlagenstammdaten 2018, DEWI, eigene Auswertungen und Berechnungen

Selbst unter diesen eher vorsichtigen Annahmen ergibt sich über die beiden Jahre ein Kostenvolumen der Auffangprämie von „nur“ rund 15 Millionen Euro. Da die Marktprämien für neue Windenergie- oder Solaranlagen – und übrigens auch die Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke, insbesondere neuer – über den hier vorgeschlagenen 3,2 Cent pro Kilowattstunde liegen, **wäre ein Ausscheiden der Altanlagen und der entsprechende Ersatz der dann fehlenden Ökostrommengen in jedem Fall teurer als der Weiterbetrieb** – ganz abgesehen davon, dass für Energiewende und Klimaschutz ohnehin jede einzelne Kilowattstunde Ökostrom gebraucht wird. Die Entwicklung der Börsenpreise ist hier bewusst sehr vorsichtig angelegt; durch die schon im Jahr 2021 anstehende Außerbetriebnahme einiger Atommeiler vor dem endgültigen Atomausstieg 2022, den Beginn des Kohleausstiegs sowie durch eine hoffentlich schnelle Wirtschaftserholung nach Corona ist jedoch eine deutlich progressivere Entwicklung durchaus möglich. Im besten und durchaus nicht unwahrscheinlichen Fall könnte Windstrom an der Börse schon 2021 wieder zu Preisen von über 3,2 ct/kwh vermarktet werden. Der hier skizzierte Auffangmechanismus würde dann gar nicht oder allenfalls nur für einen sehr kurzen Zeitraum bzw. sehr wenige Anlagen zu umlagererelevanten Kosten führen, aber in jedem Fall eine sichere Weiterbetriebsperspektive für alte Windenergieanlagen bieten.

Flankierende Maßnahmen

Der hier vorgeschlagene Auffangmechanismus ist explizit nur eine Notmaßnahme als Reaktion auf die Verwerfungen der Corona-Krise, aber auch auf die grundsätzlichen und davon unabhängigen Verzerrungen des Strommarktes. Perspektivisch sollen sich alte Erneuerbare-Energien-Anlagen am Strommarkt refinanzieren können – und auch Neuinvestitionen sollen häufiger außerhalb von Fördersystemen errichtet werden. NATURSTROM hat, wie auch andere Marktteilnehmer, bereits entsprechende vergütungsfreie Projekte realisiert. Trotz dieser ersten Erfolge braucht es für einen der Energiewende angemessenen Marktrahmen grundsätzliche Reformen. Dazu gehören etwa ein Mindestpreis im europäischen CO₂-Emissionshandel, ein beschleunigter (Braun-)Kohleausstieg zur Verringerung von Unflexibilitäten und Überkapazitäten, die Befreiung von Abgaben beim Eigenbedarf von Ökostrom oder die Ermöglichung von Energiegemeinschaften gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU. Auch sollte Repowering bei der Windenergie deutlich erleichtert und so der Ersatz von final aus dem Markt scheidenden Altanlagen an den meist gut akzeptierten bisherigen Standorten durch neue, effizientere Rotoren ermöglicht werden.

Kontakt

NATURSTROM AG
Parsevalstr. 11
40468 Düsseldorf
www.naturstrom.de

Ansprechpartner
Sven Kirrmann
Referent PR und politische Kommunikation
030 4081 800-14
sven.kirrmann@naturstrom.de