

Marktprämienverordnung – Stellungnahme der IG Windkraft 20.07.2022

Zur EAG-Marktprämienverordnung erlauben wir uns, wie folgt Stellung zu nehmen:

Damit der erwartete Ausbauschub bei Windkraft tatsächlich Wirklichkeit wird, sind einige Änderungen dieses Verordnungsentwurfs erforderlich. Die Berechnungsgrundlagen für die durchschnittlichen Erzeugungskosten haben sich in den letzten Monaten stark verändert, weshalb deutlicher Anpassungsbedarf bei der Höhe des Anzulegenden Wertes sowie des Höchstgebotspreises für Windkraft besteht. Es ist außerdem nicht verständlich, warum bei Windkraft der Höchstgebotspreis nur 1 % über den errechneten theoretischen Erzeugungskosten liegen soll, während dieser bei der Photovoltaik oder der Biomasse 5 % bzw. 10 % darüber liegt. Dies vermindert den Anreiz für den Ausbau. Bei der **Standortdifferenzierung** der Förderung bedarf es noch des richtigen Feintunings, damit Projekte im alpinen Raum oder Kleinprojekte tatsächlich gebaut werden können.

Bei den unten beschriebenen Forderungen handelt es sich um kleine Anpassungen, die für die Projekte jedoch entscheidend sind. Aus Sicht der Zahler allerdings sind keine relevanten Mehrkosten zu befürchten, **weil die Strompreise ohnehin weit über den Erzeugungskosten für Windkraft und damit über den erwartbaren Förderungen liegen und die EAG-Verträge somit vor allem eine Art der Absicherung für die Erzeuger sind.** Durch eine realistische Abbildung der Kostenstruktur im Anzulegenden Wert und im Höchstgebotspreis sollte nach Jahren der Verunsicherung endlich wieder Investitionssicherheit geschaffen werden, damit die Projekte nun in großem Maßstab in Angriff genommen werden können.

1. § 4 und § 8- Höhe von AzW und Höchstgebotspreis

Anhebung des Anzulegenden Werts für Windkraft

In den letzten Monaten kam es zu einem **rasanten Anstieg der Betriebs- und Investitionskosten für Windkraft, eine Entspannung ist hier derzeit nicht in Sicht.** Die im Rahmen der Gutachtenerstellung grundlegende Kostenbasis entspricht daher nicht mehr den aktuellen Entwicklungen. Etwa wurde betreffend Inflation im Gutachten für heuer eine Rate von 5,2 % und für die Zukunft jährlich 2 % angenommen. Diese Annahmen weichen von der aktuellen Situation drastisch ab: 2022 wird zufolge des WIFO die Inflationsrate laut Harmonisiertem Verbraucherpreisindex (HVPI) zunächst auf 7,9 % ansteigen, 2023 ist mit 5,3 % zu rechnen. Neben dem Anstieg der allgemeinen Inflation kam es zu einer deutlichen Erhöhung der Finanzierungskosten, die Zinsen für Fremdkapital etwa sind seit Februar um 2 bis 2,5% angestiegen. Bei einem Finanzierungsvolumen von 100 Mio. Euro bedeutet dies, dass jährlich 2 bis 2,5 Mio. Euro mehr an Zinszahlungen anfallen. Die Anlagenpreise sind nach wie vor stetig im Steigen begriffen und aufgrund wirtschaftlicher Turbulenzen diverser Anlagenhersteller ist hier keine Trendwende ersichtlich. Aus all diesen Gründen sollte daher eine **Anhebung des AzW um 5 % vorgenommen werden, nur so kann eine realistische Abbildung der aktuellen Kostenstruktur** erfolgen.

Höchstpreis für Gebote bei Windkraft erhöhen

Bei der Festsetzung der Höchstpreise für Windkraft wird ein Höchstwert für Gebote in Höhe von 8,06 ct pro kWh (bezogen auf den Normstandort) festgelegt. Dieser Wert erfolgt, indem man den im Gutachten errechneten Wert für die Stromgestehungskosten (LCOE), welche auch als Anzulegender Wert (AzW) für jene Windkraftanlagen festgelegt wurde, welche auf Antrag eine Marktprämie erhalten können, lediglich um 1 % erhöht. Im Falle von PV erfolgt eine Erhöhung des AzW um 5 %, im Falle der Biomasse um 10 %. Es ist nicht ersichtlich, warum es hier zu

einer unterschiedlichen Behandlung der verschiedenen Technologien kommt. Dadurch werden das Spektrum der Standorte, die wirtschaftlich ausgebaut werden können, sowie der Anreiz, rasch große Mengen an Windkraft zu entwickeln, verringert. **Der Höchstpreis für Windkraft sollte daher auch um 10 % höher als der AzW angesetzt werden.**

2. § 7 - Optimierung der Standortdifferenzierung

Eine differenzierte Ausgestaltung der Windkraftförderung wird aus volkswirtschaftlicher Sicht sowie aus Gründen einer systemtechnisch sinnvollen Verteilung von Anlagen auf ganz Österreich begrüßt.

Folgende Punkte sind hier noch zu berücksichtigen:

Ausgleich bei Bergstandorten – keine Begrenzung bei 20 %

Vorgesehen ist, dass der insgesamt ermittelte Korrekturfaktor +20 % als Zuschlag und -14 % als Abschlag nicht über- bzw. unterschreiten darf. Das bedeutet, dass bei Standorten mit Bergzuschlag in jenen Fällen, wo der Aufschlag bereits auf Basis der rotorspezifischen Erträge 20 % ausmacht, kein Ausgleich der seehöhenabhängigen Ertragsspezifika möglich ist. Davon wären zahlreiche windschwächere Standorte in Höhenlage etwa in Kärnten, Salzburg und der Steiermark deutlich betroffen und Projekte könnten dort oftmals nicht realisiert werden. Ohne diese Standorte wirtschaftlich erschließen zu können, scheint nach heutiger Betrachtung der bundesweit für den Ausbau der Windkraft zur Verfügung stehenden Gebiete, die Erreichung der im EAG vorgegebenen Ausbauziele nicht realisierbar. Die Berücksichtigung und Abgeltung der Ertragsspezifika auf Grund seehöhenabhängiger Unterschiede sollte daher in diesem Bereich zusätzlich zur Komponente auf Basis des rotorspezifischen Produktionsertrags erfolgen.

Eine Berücksichtigung von Ausgleichsfaktoren auch über 20 % ist nach dem EAG möglich, da der Gesetzestext keine expliziten Vorgaben macht. Zur Erreichung der Ausbauziele 2030 müssen Windkraftprojekte auch in jenen Bundesländern beanreizt werden, die vornehmlich Höhenstandorte aufweisen. Dies betrifft insbesondere Standorte in alpinen Bereichen bzw. Bundesländern (wie Kärnten, Salzburg, Tirol), in denen das Windkraftpotential bislang nicht ausgeschöpft wurde. Durch einen dezentraleren Ausbau von Windenergie, der durch den Wegfall der Deckelung beanreizt würde, verringern sich auch die Kosten für Ausgleichsenergie, da eine weitere Kumulation der Standorte vermieden wird.

Wir regen daher die ersatzlose Streichung von § 7 Abs. 6 an.

Alternativ wird folgende Änderung vorgeschlagen:

*„Der insgesamt **Die** ermittelten Korrekturfaktoren in Abs. 3. und 4. sind **additiv** darf +20% als Zuschlag und -14% als Abschlag nicht über bzw. unterschreiten.“*

Skalierungsfaktor für kleinere Windparks

Es gibt einen klaren Trend zur Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von der Projektgröße der Windparks, daher ist bei der Standortdifferenzierung die Größe des Windparks zu berücksichtigen (Skalierungszuschläge). Speziell für Einzelanlagen ergeben sich eklatante Mehrkosten wie etwa fehlende Mengenrabatte der Anlagenhersteller, Kosten für den Transport, Baustelleneinrichtung, Kran, eingesetztes Personal vor Ort etc. Diese Mehrkosten sollten durch einen Skalierungsfaktor berücksichtigt werden, da sonst für die Erreichung des Ausbauziels und die regionale Akzeptanz essenzielle kleine Windkraftprojekte sowie Verdichtungen bestehender Windparks nicht wirtschaftlich darstellbar wären.

Abrechnungszeitraum

Vorgesehen ist, dass sich der Korrekturfaktor (in Prozent) aus der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion eines vollen Betriebsjahres ermittelt (im Nachhinein auf Basis der tatsächlichen Jahresstromproduktion), es also zu einer jährlichen Anpassung kommt. Aus Gründen einer leichteren Abgrenzung und Bilanzierbarkeit sowohl für Anlagenbetreiber als auch für die EAG-Abwicklungsstelle, sollte bei der Abrechnung auf Kalenderjahre abgestellt werden und ein Durchrechnungszeitraum von drei Jahren gewählt werden. Dadurch unvermeidliche Rumpffahre könnten so abgerechnet werden, dass für die Betriebsmonate eine monatliche Gewichtung im Jahresvergleich erfolgt basierend auf den bei der EAG-FAS/OeMAG vorliegenden Erzeugungsdaten des betreffenden Jahres. Es sollte weiterhin eine jährliche Anpassung erfolgen, aber der AzW, auf Grund dessen im Folgejahr die laufende Auszahlung erfolgt, sollte mit den Daten einer Dreijahresperiode festgelegt werden. Somit

würden die Schwankungen zwischen windstarken und windschwachen Jahren gemildert werden, ohne eine Auswirkung auf die Gesamtauszahlung zu bewirken. Dies wäre sowohl auf Seiten der Windkraftbetreiber wie auch auf Seiten der Förderabwicklungsstelle von der Liquiditätsplanung von Vorteil. Details der Abrechnung wie Fristen und etwaige Zinszahlungen sind generell noch festzulegen.

3. Weitere Punkte

Rückvergütung

§ 11 (6) EAG sieht vor, dass Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW und Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung ab 5 MW, sofern der Referenzmarktwert den Anzulegenden Wert um mehr als 40 % übersteigt, 66 % des übersteigenden Teils der EAG-Förderabwicklungsstelle rückzuvergüten haben.

Hier ist unklar, ob nun 66 % des über den Anzulegenden Wert hinausgehenden Referenzmarktwerts rückzuvergüten sind (also 66 % von RMW minus AZW) oder aber 66 % des über den Schwellenwert von +40 % hinausgehenden Referenzmarktwerts rückzuvergüten sind (also 66 % von RMW minus $AZW \cdot 1,4$).

Aus unserer Sicht ist es sachgerecht, dass 66 % des über den Schwellenwert von +40 % hinausgehenden Referenzmarktwerts rückzuvergüten sind, da es ansonsten zu einem harten Sprung käme (0 Euro Rückzahlung bis zum $AZW \cdot 1,4$ und darüber sofort ein sprunghafter Anstieg auf $AZW \cdot 0,66 \cdot 0,4 = 26,4\%$ des AZW), was wohl nicht die Absicht dieser Regelung sein kann.

Da die Förderhöhe über Ausschreibungen ermittelt wird, ist eine effiziente Vergabe gewährleistet und derartige Unsicherheiten würden bei der Gebotslegung berücksichtigt werden. Da sprunghafte Veränderungen der Wirtschaftlichkeit schwer zu prognostizieren sind, würde eine Auslegung der Regelung in Form einer Rückzahlung bis zum AZW das Projektrisiko erhöhen und damit die Finanzierungskosten negativ beeinflussen. Damit würden für das Ausbauziel erforderliche, jedoch nur knapp wirtschaftlich darstellbare Projekte verloren gehen. Um einen harten Sprung zu vermeiden, sollte in eventu eine Einschleifregelung angewendet werden.

Ganz generell sollte für die standortdifferenzierte Förderung klar geregelt werden, dass für die Berechnung dieser Rückvergütung nicht der auf den Normstandort bezogene AZW relevant ist, sondern der individuell aufgrund der Standortdifferenzierung ermittelte AZW.

Jedenfalls sollte klargestellt werden, dass § 11 Abs 6 so zu verstehen ist, dass die Verpflichtung zur Rückvergütung erst dann schlagend wird, wenn tatsächlich Marktprämien auszubezahlen wären, also nicht eine Einzahlung der Erzeuger an die EAG-FAS gefordert sein kann. Erst, wenn Auszahlungen von Marktprämien anstehen, wären dann entsprechende Beträge aus der Vergangenheit in Abzug zu bringen, dies ergibt sich klar aus dem letzten Satz („Der an die EAG-FAS zu leistende Betrag ist bei Auszahlung der Marktprämie in Abzug zu bringen.“).

Klar festgehalten werden sollte weiters, dass in solchem Fall **die Anrechnung der Beträge aus der Vergangenheit nominal zu erfolgen hat.**

Wir ersuchen Sie um die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen für Rückfragen und weitere Gespräche sehr gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Mag. Stefan Moidl
IG Windkraft Österreich