

EAG – Position der IG Windkraft

14.06.2021

Mit der Regierungsvorlage wurde grundsätzlich eine gute und ambitionierte Grundlage für den raschen Ausbau erneuerbarer Energien vorgelegt, wobei im Rahmen der weiteren Gesetzwerdung noch einige Details entscheidend sind und eine Verbesserung erforderlich ist.

Die unten dargestellten **Änderungsvorschläge sind entscheidend dafür, dass der Windkraftausbau in Österreich in den nächsten Jahren tatsächlich neuerlich durchstartet** und die Windkraft ihren unerlässlichen Beitrag für die 100 % Stromversorgung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 liefern kann.

1. Zentrale Punkte mit Änderungsbedarf

- Zur Erreichung des Ziels, den Gesamtstromverbrauch 2030 zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen zu decken und die jährliche Stromerzeugung aus Windkraft bis 2030 um 10 TWh zu steigern, muss das jährlich vorgesehene **Vergabevolumen an Leistung für Windkraft 500 MW anstelle von 400 MW** betragen. Es müssen in Zukunft rund 120 Anlagen pro Jahr (anstelle von 100 Anlagen) errichtet werden. Dies ist insofern nötig, als in den nächsten zehn Jahren rund 1000 MW Leistung an alten Windkraftanlagen (mit ca. 2 TWh Erzeugungskapazität) ersetzt werden müssen. Um die Erzeugung der Windkraft um 10 TWh zu steigern, ist daher ein Ausbau von 12 TWh an Erzeugungskapazität erforderlich.
- Im Jahr des Inkrafttretens reduzieren sich laut Regierungsvorlage die Vergabe- und Ausschreibevolumina je verstrichenen Monats um ein Zwölftel. Da wir so rasch wie möglich ausbauen müssen, muss **das volle Jahreskontingent auch im Jahr des Inkrafttretens** vergeben werden. Nur so kann das gesteckte Ziel für 2030 erreicht werden. Da für Windkraft bereits 2 Jahre (2020 und 2021) keine Mittel für neue Projekte im Rahmen des bestehenden Ökostromgesetzes zur Verfügung standen, ist dies gerade bei dieser Technologie dringend erforderlich.
- Es sind funktionierende und international bewährte Anreizsysteme festzulegen – insbesondere das Marktprämienmodell. Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe bei der Windkraft sind aufgrund der österreichischen Marktverhältnisse ungeeignet. **Mit den geplanten Ausschreibungen können die angestrebten Ziele bei der Windkraft nicht erreicht werden.** Darüber hinaus haben sich diese auch international nicht bewährt: In Deutschland ist so der Windkraftmarkt eingebrochen. Aus Sicht der Windkraft ist es essentiell, dass nicht nur wie geplant bis 2024 **auf Ausschreibungen verzichtet** wird, sondern auch darüber hinaus. Jedenfalls ist eine **Ausnahme von verpflichtenden Ausschreibungen für kleine Anlagen** vorzusehen, was die EU-Leitlinien für Energie- und Umweltbeihilfen ausdrücklich vorsehen.
- Es sind Fördermodelle notwendig, die gewährleisten, dass erneuerbare Energien in ganz Österreich ausgebaut werden können (Standortdifferenzierung der Förderung). Der **Ausgestaltung dieser Standortdifferenzierung kommt entscheidende Bedeutung zu** und sollte sich am deutschen Referenzertragsmodell orientieren.
- **Die Erneuerung von Windkraftanlage (Repowering) muss explizit in den Fördervoraussetzungen erwähnt werden.** Anders als bei anderen Technologien, z.B. Biomasse oder Kleinwasserkraft, fehlt bei der Normierung der Fördervoraussetzungen für den Erhalt der Marktprämie (§ 10) bei Windkraft das Repowering. Beim Repowering von Windparks werden in der Praxis alte Anlagen vollständig und inklusive Fundament abgebaut und durch neue Anlagen ersetzt, es handelt sich im Normalfall also um neue Projekte. Daher muss explizit gewährleistet werden, dass diese Projekte über Marktprämien gefördert werden können.

- Im Elektrizitätswirtschaftsgesetz EIWOG braucht es Verbesserungen der Bestimmungen für den **Netzzutritt von Erzeugungsanlagen**, die Transparenz sowie eine Verpflichtung der **Verteilernetzbetreiber zur Erstellung von Netzausbauplänen** und zum zeitgerechten Ausbau. Artikel 32 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, die bis zum 31.12.2020 in nationales Recht umzusetzen war, sieht verpflichtende Netzentwicklungspläne für Verteilernetzbetreiber alle zwei Jahre vor. Diese Verpflichtung muss im Rahmen des EAG-Pakets im EIWOG gesetzlich verankert werden.

2. Zu den einzelnen Bestimmungen

EAG

- Zu § 7: Bis 2030 müssen wir den Stromverbrauch zu 100 % aus erneuerbaren Energien decken:
Entscheidend ist, dass **die tatsächliche Erreichung der Energieziele im Vordergrund steht und die dafür erforderlichen Mittel bereitgestellt werden** und nicht irgendeine Form einer verpflichtenden Begrenzung der Unterstützungsvolumina die Ziele unterminieren kann. **Volkswirtschaftlich ist es sinnvoll, mehr als eine Milliarde Euro pro Jahr in erneuerbare Energien zu investieren. Die Gesamtfördermittelgrenze sollte jedenfalls an klare Berechnungsparameter bezüglich Marktpreise angebunden werden, damit hier Planbarkeit gegeben ist.** Hier sollte etwa direkt in § 7 Abs. 1 ergänzt werden, dass bei der Berechnung der erforderlichen Mittel von Marktpreisen auszugehen ist, wie sie zu einem bestimmten Zeitpunkt vorherrschten. Hier bietet sich der 1. Juli 2021 an, welcher zeitnah am geplanten Beschluss des Gesetzes liegt. Das würde daher auch eine klare Perspektive für alle Akteure bringen.

- Zu § 9: Die Einspeisung von Strom aus mehreren Anlagen muss geregelt werden:
Da aktuell keine Regelung für den Fall der Abgabe elektrischer Energie aus mehreren Anlagen bzw. Anlagenteilen getroffen wird, sollte § 9 Abs. 2 noch ergänzt werden wie folgt: “Erfolgt die Abgabe elektrischer Energie in das Netz aus mehreren Anlagen oder aus mehreren Teilen einer Anlage und/oder aus mehreren Speichern über nur einen Zählpunkt, so ist von einer Zusammensetzung der Einspeisung entsprechend dem Anteil der Engpassleistung jeder Anlage und/oder jedes Speichers an der gesamten Engpassleistung aller angeschlossenen Anlagen, Anlagenteile und/oder Speicher auszugehen, es sei denn, der Anlagenbetreiber weist die Herkunft des Ökostroms aus einer bestimmten Anlage oder einem bestimmten Speicher explizit nach, beispielsweise durch Stillstandsprotokolle einzelner Anlagen, Schaltzustände dieser Anlagen oder durch Messergebnisse mittels virtueller Zählpunkte. Auf Verlangen eines Anlagenbetreibers sind virtuelle Zählpunkte einzurichten.“

- Zu § 10: Repowering von Windkraft muss in der Fördervoraussetzung erwähnt werden:
Wenn ein bestehender Windpark vollständig abgebaut und im Rahmen des bestehenden Zählpunkts neue Anlagen errichtet werden, gibt es in der Regel keine nennenswerten Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Neuprojekt. Die alten Anlagen werden vollständig abgebaut (inklusive Fundament) und die neuen Anlagen werden im Normalfall nur im Nahebereich der alten Anlagen errichtet. Trotzdem würde diese Vorgehensweise aufgrund der Definition des Begriffs „Anlage“ unter die Definition von „Repowering“ fallen. § 10 Abs. 1 Z 2 sieht vor, dass nur neu errichtete Anlagen und Erweiterungen von Windkraftanlagen durch Marktprämien förderfähig sind, nicht jedoch das Repowering. Hier ist daher unbedingt auch das Repowering von Anlagen einzubeziehen. Es sei darauf verwiesen, dass in der Regierungsvorlage nun (anders als im Begutachtungsentwurf) das Repowering von Biomasseanlagen (§ 10 Abs. 2 Z 4) als durch Marktprämien förderfähig festgelegt wird. Dasselbe muss auch für Windkraftprojekte gelten. § 10 Abs. 1 Z 2 sollte daher lauten: „neu errichteten Windkraftanlagen sowie Erweiterungen und Repowering von Windkraftanlagen“. Alternativ wäre auch folgende Formulierung möglich: § 10 (3a) „Für neu errichtete Anlagen wird eine Förderung unabhängig davon gewährt, ob ein bestehender Zählpunkt weiterverwendet wird oder nicht.“

- Zu § 13: Die Bestimmung des Referenzmarktwertes muss auch auf den Intraday-Preis abstellen:
Man sollte auch auf den Intraday-Börsepreis abstellen, weil dieser Markt einen entscheidenden Einfluss auf den tatsächlichen Marktwert der Energie hat. Das Ausmaß jenes Anteils, der im kurzfristigen Intraday-Markt zur Vermarktung kommen wird, wenn die Förderung über Marktprämien erfolgt, zeigt sich auch am Verhältnis von Fahrplanabweichungen (Intraday-Markt) zu den Fahrplanmengen (Spotmarkt) von etwa 20 % zu 80 % (entsprechend der von der APG für die Regelzone veröffentlichten Daten).

Ergänzungsvorschlag zu § 13: „Für jede Stunde eines Kalendermonats wird ein Mischpreis aus dem Day-Ahead-Börsepreis und dem Intraday-Börsepreis gebildet. Der Day-Ahead Börsepreis wird mit 80 % und der Intraday-Börsepreis mit 20 % gewichtet.“

- Zu § 18: Der Höchstpreis muss Vermarktungsrisiko und Entwicklungskosten des Projektes enthalten:
Zu § 18 Abs. 2: Der aktuelle Entwurf führt durch seine Vorgaben im Ergebnis dazu, dass bei Festlegung des Höchstpreises der Preis eines kosteneffizienten, modernen Projekts als Höchstpreis festgelegt wird. Wenn tatsächlich ein Höchstpreis realistisch festgelegt werden soll, dann wäre der so ermittelte Preis jedoch deutlich zu erhöhen. Es sind außerdem Kosten für das Vermarktungs- und Mengenrisiko zu berücksichtigen. Weiters ist es auch ungerechtfertigt, nur auf die Kosten des Betriebs abzustellen und die Kosten der Entwicklung der Anlagen nicht abzubilden. § 18 Abs. 2 Z 2 sollte lauten: „die Kosten haben die Kosten für die Entwicklung des Projekts und für das Vermarktungsrisiko, Abschreibungen und eine dem Risiko der Tätigkeit entsprechende angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen;“

- Zu § 20 Z 7: Es sollte heißen: „einen Nachweis, dass für die Neuerrichtung, das Repowering oder die Erweiterung der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen oder eine Grundsatzgenehmigung nach UVP-G der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder als erteilt gelten“

- Zu § 40: Aufgrund diverser Besonderheiten am österreichischen Markt für Windkraftprojekte muss von einer Ausschreibungspflicht abgesehen werden:

Angesichts der Erfahrungen mit bestehenden Ausschreibungssystemen ist es essentiell, dass nicht nur wie geplant bis 2024 auf Ausschreibungen verzichtet wird, sondern auch darüber hinaus. Ausschreibungen bei der Windkraft haben in vielen Ländern Europas zu groben Verwerfungen des Windkraftausbaus geführt. Um das ambitionierte Ziel, die Stromversorgung 2030 zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu decken, erreichen zu können, sollte auf Ausschreibungen bei der Windkraft gänzlich verzichtet werden.

International gibt es keine brauchbaren Beispiele für dauerhaft funktionierende Ausschreibungen bei Windkraft an Land, die volkswirtschaftlich effizient die gesteckten Mengenzielsetzungen erreichen. In der Praxis haben Ausschreibungen immer wieder zu einem Einbruch des Ausbaus geführt, was etwa aktuelle Ergebnisse in Deutschland und Frankreich zeigen. Mittlerweile liegen auch Studien vor, die Ausschreibungen bei der Fördervergabe sehr kritisch beleuchten. Insbesondere auf einem kleinen, begrenzten Markt mit wenigen Akteuren wie dem österreichischen ist mit keinen zufriedenstellenden Ergebnissen zu rechnen. Angesichts des raschen Handlungsbedarfs und der hohen Ausbauziele darf das Fördersystem nicht zum Versuchslabor werden.

Besonders problematisch sind technologie neutrale oder technologieübergreifende Ausschreibungen für die Vergabe von Fördermitteln für Strom aus erneuerbaren Energieanlagen. Hier gibt es erst wenig praktische Erfahrungen. Technologie neutrale Ausschreibungen stehen allen Technologien zur Verfügung, technologieübergreifende hingegen adressieren einige ausgewählte Technologien. Es zeigt sich, dass bei solchen Ausschreibungen noch mehr Unsicherheit besteht als bei technologiespezifischen Ausschreibungen. Die Verunsicherung der Investoren ist besonders hoch, die Planbarkeit für Netzbetreiber erschwert, die Ausgestaltung des Ausschreibungsdesign ist noch anspruchsvoller.

Das EU-Recht hat zwar eine starke Präferenz für Ausschreibungen, es gibt jedoch Ausnahmemöglichkeiten. Eine Vergabe der Fördermittel für Windkraft ohne Ausschreibungen ist EU-rechtlich möglich. Die IG Windkraft hat im August 2020 ein Memo der Rechtsanwaltskanzlei Eisenberger & Herzog vorgelegt, warum in Österreich von verpflichtenden Ausschreibungen abgesehen werden kann. Ergebnis: „Die Renewable Energies Directive RED II verlangt eine Förderung auf offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Weise. Aus beihilferechtlicher Sicht sehen die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (Leitlinien) vor, dass für Betriebsbeihilfen zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen grundsätzlich eine Ausschreibung durchzuführen ist. Es sei denn, es liegt (zumindest) einer von drei in Rz 126 der Leitlinien genannten Ausnahmetatbeständen vor. Unseres Erachtens kann aufgrund diverser Besonderheiten am österreichischen Markt für Windkraftprojekte

von einer Ausschreibungspflicht abgesehen werden. Zum einen kann den Vorgaben der RED II durch eine administrative Fördervergabe (ohne Durchführung einer Ausschreibung) besser entsprochen werden. Zum anderen sind sämtliche Ausnahmetatbestände der Leitlinien erfüllt (wobei es bereits ausreicht, wenn nur ein einziger Ausnahmetatbestand erfüllt ist). Die Europäische Kommission hat in zahlreichen Entscheidungen zur Förderung von erneuerbarer Energie bereits das Vorliegen eines Ausnahmetatbestandes nach den Leitlinien bejaht.¹

Jedenfalls ist eine **Ausnahme von verpflichtenden Ausschreibungen für kleine Anlagen vorzusehen, was die EU-Leitlinien für Energie- und Umweltbeihilfen (State Aid Guidelines) ausdrücklich vorsehen**. Für Windkraft ist hier eine Schwelle von 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten vorgesehen. Auch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie ermöglicht Ausnahmen für Klein- und Demonstrationsanlagen. Erwägungsgrund 16 der Richtlinie referenziert hinsichtlich der Kleinanlagen auf die State Aid Guidelines, sodass Windkraftanlagen unter 6 MW bzw. 6 Erzeugungseinheiten nicht ausschreibungspflichtig sind. In der Vergangenheit hat die Kommission das so interpretiert, dass bei Windkraftanlagen auf durchschnittlich große Erzeugungseinheiten abgestellt wurde. Angesichts der aktuellen Marktentwicklung könnte man hier eine **Ausnahme von der Ausschreibungspflicht für Windprojekte mit bis zu 6 Windkraftanlagen mit jeweils maximal 6 MW** schaffen. Eine solche Ausnahmemöglichkeit kann ein Mitgliedstaat ohne weitere Begründung vorsehen.

- Zu § 41: Das Ausschreibungsvolumen für Windkraft muss 500 MW anstelle von 400 MW betragen:

Zur Erreichung des Ziels, den Gesamtstromverbrauch 2030 zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen zu decken und die jährliche Stromerzeugung aus Windkraft bis 2030 um 10 TWh zu steigern, muss das jährlich vorgesehene Vergabe- bzw. Ausschreibungsvolumen **für Windkraft 500 MW anstelle von 400 MW** betragen. Dies ist insofern nötig, als in den nächsten zehn Jahren rund 1000 MW Leistung an alten Windkraftanlagen (mit rund 2 TWh Erzeugungskapazität) ersetzt werden müssen. Um die Erzeugung der Windkraft um 10 TWh zu steigern, ist daher ein Ausbau von 12 TWh an Erzeugungskapazität erforderlich. Es müssen in Zukunft rund 120 Anlagen pro Jahr (anstelle von 100 Anlagen pro Jahr) errichtet werden.

- Zu § 43: Standortdifferenzierung orientiert am deutschen Referenzertragsmodell:

Es sind Fördermodelle notwendig, die gewährleisten, dass erneuerbare Energien in ganz Österreich ausgebaut werden können (Standortdifferenzierung der Förderung). In vielen Ländern wie Deutschland und Frankreich erfolgt die Förderung von Windkraftanlagen bereits seit Jahrzehnten in differenzierter Form, nicht zuletzt, weil eine solche Ausgestaltung auch die Fördereffizienz erhöht. Der Ausgestaltung dieser Standortdifferenzierung kommt entscheidende Bedeutung für den weiteren Ausbau zu und sollte sich am deutschen Referenzertragsmodell orientieren. Die vorgeschlagene Formulierung sollte überarbeitet werden, damit ein sinnvoller Anschluss an das deutsche System möglich ist. Das Referenzertragsmodell ist ein seit Jahren erfolgreich angewendetes System. Es ist hoch normiert, ähnlich wie bei einer in der Industrie auch in anderen Bereichen üblichen Third Party Certification. Damit ist die praktische Anwendung gesichert und der Aufwand für die Förderstelle gering.

§ 43 sollte lauten:

„Auf den Zuschlagswert für Windkraftanlagen ist ein Korrekturfaktor anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 30 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Referenzstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen. Als Referenzstandort ist ein Standort anzusehen, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist. Eine Referenzanlage ist eine Windkraftanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrags errechnet. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windkraftanlage, einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe, bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist durch eine akkreditierte Prüfinstitution nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln. Der

¹ Eisenberger & Herzog, Rechtliche Analyse zur Ausschreibungspflicht für Ökostromförderungen von Windkraftanlagen in Österreich, 25.08.2020, zum Download auf https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1044174.

Korrekturfaktor wird nach angemessener Zeit anhand des tatsächlichen Standortertrages der Anlagen angepasst. Die Projektgröße, die forstliche Nutzung, die Seehöhe und die Akteursvielfalt sind darüber hinaus als zusätzliche Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.“

- Zu § 44: Fristenlauf sollte bei einem Rechtsmittel erst mit der rechtsgültigen Entscheidung beginnen:
24 Monate sind für die Inbetriebnahme zu kurz gegriffen. Aufgrund der langen Lieferfristen für Anlagen, die in den letzten Monaten sogar noch angestiegen sind, sollte diese Frist von vornherein auf 36 Monate plus zwei Mal Verlängerungsmöglichkeit festgelegt werden. Außerdem sollte explizit normiert werden, dass bei Vorliegen verwaltungsgerichtlicher Beschwerdeverfahren oder außerordentlicher Rechtsmittel diese Frist unterbrochen wird, z. B. durch Einfügung des Satzes: “Im Falle von Rechtsmitteln beginnt der Fristenlauf mit der rechtsgültigen Entscheidung.“

Alternativ wäre folgende Formulierung sachgerecht:

§ 44 (1) Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Windkraftanlagen 24 Monate ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle.

(2) Durch Beschwerden anderer Parteien als dem Bieter gegen eine Genehmigung oder Bewilligung, die für die Errichtung der Windkraftanlage erforderlich ist, wird der Fristenlauf bis zum Eintritt der Rechtskraft der Entscheidung über diese Beschwerden gehemmt. Dies gilt bei Beschwerden an den Verfassungsgerichtshof und Revisionen an den Verwaltungsgerichtshof sinngemäß bis zur Rechtskraft der nachfolgenden Genehmigung bzw. Bewilligung. Verzögerungen dieser Verfahren, die vom Projektwerber verursacht wurden, unterbrechen die Fristhemmung. Der Bieter ist verpflichtet, der EAG-Förderabwicklungsstelle den Eintritt einer Fristhemmung und das Ende der Fristhemmung unter Vorlage von Belegen mitzuteilen.

(23) Die Frist gemäß Abs. 1 kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle zweimal um bis zu zwölf insgesamt bis zu 24 Monate verlängert werden, wenn der Bieter glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen.

In § 48 Abs. 3 EAG bedarf es einer ähnlichen Bestimmung.

- Zu § 45 Abs. 5: Es sollte heißen: „Nachweis, dass für die Neuerrichtung, das Repowering, die Revitalisierung oder die Erweiterung der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen oder eine Grundsatzgenehmigung nach UVP-G der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder als erteilt gelten“

- Zu § 47: Die Festlegung des anzulegenden Wertes muss auch das Vermarktungsrisiko und die Kosten der Entwicklung des Projektes berücksichtigen:

- § 47 Abs. 2 Z 2: Es sind auch Kosten für das Vermarktungs- und Mengenrisiko zu berücksichtigen. § 47 Abs. 2 Z 2 sollte lauten: „die Kosten haben die Kosten für die Entwicklung des Projekts und für das Vermarktungsrisiko, Abschreibungen und eine dem Risiko der Tätigkeit entsprechende angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen;“

- § 47 Abs. 2 Z 4: Standortdifferenzierung orientiert am deutschen Referenzertragsmodell:

Es sind Fördermodelle notwendig, die gewährleisten, dass erneuerbare Energien in ganz Österreich ausgebaut werden können (Standortdifferenzierung der Förderung). In vielen Ländern wie Deutschland und Frankreich erfolgt die Förderung von Windkraftanlagen bereits seit Jahrzehnten in differenzierter Form, nicht zuletzt, weil eine solche Ausgestaltung auch die Fördereffizienz erhöht. Der Ausgestaltung dieser Standortdifferenzierung kommt entscheidende Bedeutung für den weiteren Ausbau zu und sollte sich am deutschen Referenzertragsmodell orientieren. Die vorgeschlagene Formulierung sollte überarbeitet werden, damit ein sinnvoller Anschluss an das deutsche System möglich ist. Das Referenzertragsmodell ist ein seit Jahren erfolgreich angewendetes System. Es ist hoch normiert, ähnlich wie bei einer in der Industrie auch in anderen Bereichen üblichen Third Party Certification, und damit ist die praktische Anwendung gesichert und der Aufwand für die Förderstelle gering.

§ 47 Abs. 2 Z 4 sollte lauten: „Auf den anzulegenden Wert für Windkraftanlagen ist ein Korrekturfaktor anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 30 Prozentpunkten auf den anzulegenden

Wert für einen Referenzstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen. Als Referenzstandort ist ein Standort anzusehen, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist. Eine Referenzanlage ist eine Windkraftanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrags errechnet. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windkraftanlage, einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe, bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist durch eine akkreditierte Prüfinstitution nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln. Der Korrekturfaktor wird nach angemessener Zeit anhand des tatsächlichen Standortertrages der Anlagen angepasst. Die Projektgröße, die forstliche Nutzung, die Seehöhe und die Akteursvielfalt sind darüber hinaus als zusätzliche Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.“

- Zu § 48: Das Ausschreibungsvolumen für Windkraft muss 500 MW anstelle von 400 MW betragen:

Zur Erreichung des Ziels, den Gesamtstromverbrauch 2030 zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen zu decken und die jährliche Stromerzeugung aus Windkraft bis 2030 um 10 TWh zu steigern, muss das in § 48 Abs. 2 jährlich vorgesehene Vergabevolumen **für Windkraft 500 MW anstelle von 400 MW** betragen. Dies ist insofern nötig, als in den nächsten zehn Jahren rund 1000 MW Leistung an alten Windkraftanlagen (mit rund 2 TWh Erzeugungskapazität) ersetzt werden müssen. Um die Erzeugung der Windkraft um 10 TWh zu steigern ist daher ein Ausbau von 12 TWh an Erzeugungskapazität erforderlich. Es müssen daher bis 2030 jährlich rund 120 Anlagen pro Jahr (anstelle von 100 Anlagen) errichtet werden.

- § 48 Abs. 3: Fristenlauf sollte bei einem Rechtsmittel erst mit der rechtsgültigen Entscheidung beginnen:

§ 48 Abs. 3 sieht als Inbetriebnahmefrist 24 Monate vor, diese kann zweimal um 12 Monate verlängert werden, wenn die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht im Einflussbereich des Bieters liegt. Aufgrund der langen Lieferfristen für Anlagen, die in den letzten Monaten sogar noch angestiegen sind, sollten diese Fristen von vornherein auf 36 Monate plus zwei Mal Verlängerungsmöglichkeit festgelegt werden. Außerdem sollte explizit normiert werden, dass bei Vorliegen verwaltungsgerichtlicher Beschwerdeverfahren oder außerordentlicher Rechtsmittel diese Frist unterbrochen wird, z. B. durch Einfügung des Satzes: “Im Falle von Rechtsmitteln beginnt der Fristenlauf mit der rechtsgültigen Entscheidung.“

Alternativ ist eine Formulierung sachgerecht, wie oben unter § 44 vorgeschlagen.

- Zu § 54: Damit tatsächlich zahlreiche Betreiber von Anlagen, die über einen aufrechten Fördervertrag im Rahmen des Ökostromgesetzes verfügen ins neue EAG-Marktprämien-System wechseln, sollte eine Managementprämie fixiert werden.

Zu § 100 Abs. 5: Start des Fördersystems muss mit vollen Mitteln erfolgen:

Im Jahr des Inkrafttretens reduzieren sich laut dieser Bestimmung die Vergabe- und Ausschreibungsvolumina je verstrichenen Monats um ein Zwölftel. Da wir so rasch wie möglich ausbauen müssen, muss das volle Jahreskontingent auch im Jahr des Inkrafttretens vergeben werden. Nur so kann das gesteckte Ziel für 2030 erreicht werden. Da für Windkraft bereits 2 Jahre (2020 und 2021) keine Mittel für neue Projekte im Rahmen des bestehenden Ökostromgesetzes zur Verfügung standen, ist dies gerade bei dieser Technologie dringend erforderlich.

EIWOG 2010

Allgemeines zu Netzanschluss und -ausbau

Der Netzanschluss und -ausbau wird entscheidend sein für den weiteren erfolgreichen Ausbau erneuerbarer Energien. Es bedarf klarer rechtlicher Rahmenbedingungen über den Netzanschluss sowie die ausdrückliche Verpflichtung der Netzbetreiber zum bedarfsgerechten Ausbau in Hinblick auf die Erreichung der Energieziele sowie den Anschluss von Erzeugungsanlagen binnen klarer Fristen. Eine faire Regelung der

Tragung der maximalen Kosten für den Netzzugang ist für alle Einspeiser durch **ein anschlussbezogenes Pauschalentgelt, vorzugsweise in Euro pro Kilowatt Leistung (technologieneutral) festzulegen.**

Aufgrund der Tatsache, dass der Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen dargebotsabhängig und nicht gleichmäßig über das Bundesgebiet erfolgt, diese Anlagen jedoch zur Erreichung der nationalen Energieziele dienen, sollten die Kosten für Anschluss und Netzverstärkung **bundesweit verteilt werden.** Es sollte klar geregelt werden, dass die dem Netzbetreiber durch die pauschale Verrechnung entstehenden **Kosten bei Festsetzung der Systemnutzungsentgelte anzuerkennen sind und dass eine bundesweite Aufteilung der Kosten nach Art der Kostenwälzung** der Kosten des Höchstspannungsnetzes erfolgen muss.

- Zu § 20 EIWOG: Netzzutritt und Transparenz braucht gute Regeln

Mehr Transparenz ist wünschenswert, diese Bestimmung birgt jedoch die Gefahr, dass die Netzbetreiber nun die Reihung ihrer Netzanschlussbegehren nicht mehr anhand der OeMAG-Anträge durchführen können, sondern anhand des Zeitpunkts der Antragstellung an den Netzbetreiber. Weiters: Jedenfalls sollte die Verpflichtung der Netzbetreiber verankert werden, die Netzflussdaten auf den NE 1 bis 5 zu veröffentlichen, dies auf Viertelstundenbasis.

§ 20 sollte lauten:

§ 20 (1) Die Netzbetreiber haben verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) und Transformatorstation (Netzebene 6) sowie Netzflussdaten auf den Netzebenen 1 bis 5 auf Viertelstundenbasis zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren. Als gebucht gelten Kapazitäten, wenn ein Netzzutrittsantrag eingebracht wurde und, sofern Netzbetreiber dies verlangen, eine Anzahlung (Reugeld) von höchstens 10 % auf das (voraussichtliche) Netzzutrittsentgelt geleistet wurde. Netzbetreiber können in ihren Allgemeinen Bedingungen gemäß § 17 den Verlust von gebuchten Kapazitäten im Falle der Nichtinanspruchnahme innerhalb angemessener Frist vorsehen, wobei die geleistete Anzahlung verfällt, sofern der Netznutzungsberechtigte nicht glaubhaft macht, dass die Ursachen für die Nichtinanspruchnahme außerhalb seines Einflussbereich liegen. Anzahlungen, die auf Grund dieser Bestimmung verfallen, fließen dem im Rahmen der EAG-Förderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 77 EAG zu.

(2) Als Reihungskriterium für Netzanschlussbegehren gilt im Falle von Anlagen im Sinne des ÖSG 2012 sowie im Sinne des EAG der Zeitpunkt der Antragstellung bei der Ökostromabwicklungsstelle bzw. der EAG-Förderabwicklungsstelle. Im Falle von Anlagen, bei welchen keine Förderung in Anspruch genommen werden soll, gilt der Zeitpunkt der Antragstellung an den Netzbetreiber als Reihungszeitpunkt, sofern der Anschlusswerber schriftlich bestätigt, dass die Anlage ohne Förderungen errichtet und betrieben wird und einen Nachweis über die Zustimmung des Eigentümers des Grundstücks der Erzeugungsanlage erbringt; wird für einen derart beantragten Netzzugang dennoch eine Förderung in Anspruch genommen, gilt als Reihungszeitpunkt der Zeitpunkt der Antragstellung bei der Ökostromabwicklungsstelle bzw. der EAG-Förderabwicklungsstelle.“

- Zu § 54: Kostenanerkennung und teilweise bundesweite Tragung der Kosten

Die Neuregelung eines pauschalierten Netzzutrittsentgeltes in § 54 wird ausdrücklich begrüßt. Doch ist es sinnvoll, die Kostenanerkennung klar zu regeln und auch eine bundesweite Aufteilung von Kosten aufzunehmen.

§ 54 Abs. 4 sollte um folgenden Satz ergänzt werden: „Dem Netzbetreiber durch diese pauschale Verrechnung entstehende Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes anzuerkennen, wobei eine bundesweite Aufteilung dieser Kosten in sinngemäßer Anwendung der Kostenwälzung nach § 62 zu erfolgen hat.“

- Zu § 46 Fristen für Netzausbau und Netzanschluss erforderlich

§ 46 Abs. 2 sollte ergänzt werden wie folgt: „Die Ausführungsgesetze haben Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten, dass Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen spätestens 2 Jahre nach Einbringen des Netzanschlussbegehrens an ihr Netz anzuschließen sind, widrigenfalls der Verteilernetzbetreiber dem Anschlusswerber schadenersatzpflichtig ist.“

§ 46 Abs. 3 sollte ergänzt werden wie folgt: „Im Fall des Anschlusses von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sind Ausnahmen jedoch nur temporär bis zur Umsetzung der unter Abs. 2 genannten Maßnahmen zulässig.“

- Zu § 62: Berücksichtigung von Kosten für Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele:

§ 62 Abs. 3 sollte lauten:

„Das bei der Bestimmung der Entgelte des Höchstspannungsnetzes zugrunde zu legende Verfahren der Kostenwälzung ist von der Regulierungsbehörde unter angemessener Berücksichtigung von Gesichtspunkten einer Brutto- und Nettobetrachtung durch Verordnung gemäß § 51 Abs. 3 zu bestimmen. Kosten für die Vorhaltung der Sekundärregelleistung, sowie für die Bereitstellung von Netzverlusten sind in der Brutto- und Nettobetrachtung nicht zu berücksichtigen. Bei der Brutto- und Nettobetrachtung ist ein Anteil von 70 % für die Netzkosten im Verhältnis der Gesamtgabe und Einspeisung nach elektrischer Arbeit nach der Kostenwälzung gemäß der Bruttobetrachtung nicht zu überschreiten. Netzkosten für Maßnahmen, welche im Zusammenhang mit dem Ausbau und der Verstärkung des Höchstspannungsnetzes zur Erreichung der Ziele des Klima- und Umweltschutzes für die Einbindung und Steigerung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien stehen und im Netzentwicklungsplan gemäß § 38 enthalten sind, sind jedenfalls in der Bruttokomponente zu berücksichtigen. Die Bruttokomponente für die Höchstspannungsebene ist in den arbeitsbezogenen Tarifen für die Netznutzung getrennt zu berücksichtigen und ist in einem in der Verordnung gemäß § 51 Abs. 3 zu bestimmenden Verfahren den Netzbetreibern des Netzbereichs weiter zu verrechnen.“

- Zum 6. Hauptstück des 4. Teils des EIWOG 2010:

Artikel 32 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, die bis zum 31.12.2020 in nationales Recht umzusetzen war, sieht verpflichtende Netzentwicklungspläne für Verteilernetzbetreiber alle zwei Jahre vor, vgl. Artikel 32 Absatz 3: *„Der Ausbau eines Verteilernetzes beruht auf einem transparenten Netzentwicklungsplan, den der Verteilernetzbetreiber mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht und der Regulierungsbehörde vorlegt. Der Netzentwicklungsplan sorgt für Transparenz bei den erforderlichen mittel- und langfristigen Flexibilitätsleistungen und enthält die in den nächsten fünf bis zehn Jahren geplanten Investitionen, mit besonderem Augenmerk auf die wesentliche Verteilerinfrastruktur, die erforderlich ist, um neue Erzeugungskapazitäten und neue Lasten, einschließlich Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, anzuschließen. Der Netzentwicklungsplan thematisiert zudem die Nutzung von Laststeuerung, Energieeffizienz, Energiespeichereinrichtungen und anderen Ressourcen, auf die der Verteilernetzbetreiber als Alternative zum Netzausbau zurückgreift.“*

Ein rascher und vorausschauender Ausbau der Stromnetze ist für die Erreichung des 100 %-Ziels bis 2030 wesentlich. Daher sollte eine Artikel 32 entsprechende **Verpflichtung der Verteilernetzbetreiber bereits im Rahmen des EAG-Pakets im 6. Hauptstück des 4. Teils des EIWOG 2010 gesetzlich verankert** werden. Als „Verteilung“ gilt laut Artikel 2 der EU-Richtlinie der Transport von Elektrizität mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannung über Verteilernetze zur Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung. Eine Einschränkung dieser Verpflichtung auf gewisse Spannungsebenen von Netzen ist nicht zulässig. Gemäß Art. 32 Absatz 5 können die Mitgliedstaaten beschließen, diese Verpflichtung nicht auf integrierte Elektrizitätsunternehmen anzuwenden, die weniger als 100.000 angeschlossene Kunden oder kleine, isolierte Netze beliefern. Weitere Ausnahmen sind nicht genannt.

ÖSG 2012

- Zu § 57e: Administrative Erleichterungen und Nutzung von Potentialen durch moderne Anlagen:

Zwischen dem Zeitpunkt der Antragstellungen an die Ökostromförderabwicklungsstelle und dem Zeitpunkt der Vertragsausfertigungen für diese Anträge ist der technische Fortschritt bei Ökostromanlagen, insb. bei Windkraftanlagen, weiter rasch vorangeschritten (da es bis zu den durch die ÖSG Novelle 2019 ausgelösten Vertragsausfertigungen zu einem langjährigen Warteschlagenaufbau gekommen war). Zahlreiche dieser Anlagen wurden und werden derzeit aufgrund dieses technischen Fortschritts auf leistungsfähigere modernere Anlagen umgeplant und diese moderneren Anlagentypen behördlich (um)genehmigt. Dadurch erhöht sich auch die Engpassleistung dieser Anlagen. Im Sinne der maximalen Ausschöpfung des Erzeugungspotenzials von Ökostromanlagen sind derartige Umplanungen auf den jeweils modernsten Anlagentyp auch wünschenswert. Die Regelungen für Anlagenerweiterungen passen für solche bloßen Umplanungen nicht, da die Regelungen über Erweiterungen eine Situation vor Augen haben, in der zu einer bereits errichteten Anlage eine weitere Anlage hinzutritt, nicht aber eine Situation, in der noch gar keine Anlage errichtet ist, sondern sich nur Ausführungsdetails der geplanten Anlage ändern. Auch die Rechtsfolge der Regelung für Anlagenerweiterungen passt nicht für solche bloßen Umplanungen. Diese Regelungen für Anlagenerweiterung

(in § 10 Abs. 3 des Entwurfs zum EAG) sehen vor, dass bei Anlagenerweiterungen, die aus der Anlagenerweiterung resultierenden Erzeugungsmengen separat gefördert werden und die Anlagenerweiterung durch Marktprämie nur förderfähig ist, wenn die Anlagenerweiterung nicht der Ökobilanzgruppe zugeordnet ist, eine Voraussetzung, die einem bestehenden Fördervertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle (der eine solche Zuordnung verlangt) widerspricht. Eine einheitliche, bloß umgeplante Anlage lässt sich hinsichtlich der Förderung und der Vermarktung des Stroms auch nur schwerlich in einen ursprünglich geplanten und einen erweitert geplanten Teil aufgliedern.

Daher soll die Übergangsbestimmung des § 57e Abs. 2 Z 2 ÖSG 2012 zwischen Umplanungen einerseits und echten Erweiterungen andererseits differenzieren. Die Übergangsbestimmung normiert, dass sich die Vergütung gemäß dem bereits abgeschlossenen Fördervertrag im Fall der behördlichen Umgenehmigung aufgrund von technischem Fortschritt auf die Engpassleistung gemäß jüngster behördlicher Errichtungsgenehmigung bezieht.

§ 57e Abs. 2 Z 2 ÖSG 2012 sollte lauten:

§ 57e ÖSG 2012

(2) Ab Inkrafttreten des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes, BGBl. I Nr. x/y,

[...]

2. sind die §§ 12, 14 bis 27a und § 56 Abs. 4 bis 8 mit der Maßgabe anzuwenden, dass Verträge nach diesem Bundesgesetz nicht mehr abgeschlossen werden, es sei denn, eine Förderzusage wurde bereits erteilt. Fördermittel für neue Verträge werden nicht mehr zur Verfügung gestellt. Eine Verlängerung der Laufzeit gemäß § 17 Abs. 3 gilt nicht als Abschluss eines neuen Vertrages. Wurde für eine Ökostromanlage bereits ein Vertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle abgeschlossen und kann diese Ökostromanlage aufgrund von technischem Fortschritt gemäß behördlicher Errichtungsbewilligung mit höherer Engpassleistung errichtet werden als im Vertrag ausgewiesen, erstreckt sich die Vergütung gemäß Vertrag auf die Engpassleistung gemäß behördlicher Errichtungsbewilligung. Wird eine bereits errichtete Anlage erweitert, sind auf den erweiterten Teil die Bestimmungen des EAG anzuwenden;

Weitere Informationen finden Sie auf www.igwindkraft.at/eag