

AMT DER NIEDERÖSTERREICHISCHEN LANDESREGIERUNG
Gruppe Landesamtsdirektion
Abteilung Landesamtsdirektion/Recht
3109 St. Pölten, Landhausplatz 1



Amt der Niederösterreichischen Landesregierung, 3109

An das
 Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und
 Tourismus
 Stubenring 1
 1010 Wien

Beilagen

LAD1-VD-176611/003-2025
 Kennzeichen (bei Antwort bitte angeben)

E-Mail: post.lad1@noel.gv.at
 Fax: 02742/9005-13610 Bürgerservice: 02742/9005-9005
 Internet: www.noe.gv.at - www.noe.gv.at/datenschutz

Bezug	Bearbeitung	(0 27 42) 9005	
2025-0.384.632	Mag. Mark Wimmer	Durchwahl 15354	Datum 02. September 2025

Betrifft

Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ElWG) und ein Bundesgesetz zur Definition des Begriffs der Energiearmut für die statistische Erfassung und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitions-Gesetz – EnDG) erlassen werden sowie das Energie-Control-Gesetz geändert wird

Die NÖ Landesregierung hat beschlossen, zum Entwurf eines Bundesgesetzes, mit dem ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ElWG) und ein Bundesgesetz zur Definition des Begriffs der Energiearmut für die statistische Erfassung und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitions-Gesetz – EnDG) erlassen werden sowie das Energie-Control-Gesetz geändert wird, wie folgt Stellung zu nehmen:

1. Zusammenfassung der wichtigsten Eckpunkte aus Sicht des Landes NÖ

I. Allgemeine Bewertung

Der Entwurf des ElWG 2025 stellt einen bedeutenden Modernisierungsschritt im Elektrizitätsrecht dar. Er greift zentrale Herausforderungen der Energiewende – Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung – auf und versucht, europäische Vorgaben in nationales Recht umzusetzen. Insbesondere in den Bereichen Netzgebühren, Speicher-

integration, Netzausbaukosten und gemeinsamer Energienutzung besteht allerdings erheblicher Korrekturbedarf. Zusätzlich sind aus Sicht vieler Stakeholder administrative Belastungen, Investitionshemmnisse und unklare Fördermechanismen kritisch zu sehen.

II. Fairness bei Netzausbaukosten

Der Ausbau infolge des Erneuerbaren-Anschlusses ist nicht in gleichem Ausmaß über alle Bundesländer verteilt. Insbesondere der leistungsintensive Anschluss von Windkraftanlagen, die einen maßgeblichen Beitrag zu den Energiezielen liefern sollen, findet bislang im Wesentlichen nur in Niederösterreich und Burgenland statt. In diesen Bundesländern müssen daher überproportionale Investitionen erfolgen.

Dies hätte ohne entsprechende Berücksichtigung und Maßnahmensetzung zur Folge, dass die Kosten für die Netznutzung bis 2030 u.a. in Niederösterreich signifikant höher steigen würden als in anderen Bundesländern, in denen keine oder kaum Windkraftanlagen angeschlossen werden. Dies ist nicht sachgerecht, da es sich bei den genannten Ausbauzielen um gesamtösterreichische Ziele handelt.

Es wird daher die Einführung eines bundesweiten Kostenausgleichsmechanismus zur Gewährleistung von fairen Wettbewerbsbedingungen gefordert. Eine detailliertere Darstellung dieser Thematik erfolgt im Rahmen der Ausführungen zu den §§ 127 und 128 EIWG.

III. Netzgebühren für Einspeiser

§ 60 Abs. 4 EIWG sieht vor, dass für direkt verbrauchte oder gespeicherte Strommengen keine Systemnutzungsentgelte zu zahlen sind. Im Umkehrschluss ergibt sich daraus, dass für eingespeisten Strom Netzentgelte anfallen sollen. Dies widerspricht den klimapolitischen Zielsetzungen, da gerade kleine und mittelgroße PV-Anlagen-Betreiber durch Einspeisung einen volkswirtschaftlichen Nutzen stiften: lokale Erzeugung entlastet das Netz, senkt Importabhängigkeiten und unterstützt die Versorgungssicherheit.

Erforderliche Anpassungen

- Die nachträgliche Einführung von Netzentgelten für bestehende Erzeugungsanlagen gefährdet die wirtschaftliche Existenz von zahlreichen klein- und mittelständischen Investoren in der erneuerbaren Energie und ist auch aus wirtschaftspolitischen Gründen (Vertrauen in den Standort) abzulehnen.

- Es wird angeregt, die Netzzutrittsentgelte wieder auf das Niveau vor dem Inkrafttreten des EAG anzupassen und gesetzliche Rahmenbedingungen zu schaffen, die beim Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen Netzzutrittsentgelte auch ohne physischen Eingriff in den Anschlusspunkt ermöglichen. Demnach würde künftig auch jeder Einspeiser einen Beitrag zu den im Netz erforderlichen Ausbaumaßnahmen leisten und nicht nur die Verbraucher. Bei einer frühzeitigen Klarheit darüber kann dieser Umstand auch bei der wirtschaftlichen Kalkulation berücksichtigt werden.
- Einspeiser sollten zusätzlich begünstigt werden, wenn eine systemdienliche Einspeisung anfällt (z.B. Reduktion der Netzzutrittsentgelte bei gleichzeitiger oder nachträglicher Integration eines Speichers zu einer PV-Anlage).
- Klare Differenzierungen zwischen Haushaltsanlagen und gewerblichen Großanlagen (> 2 MW) sind erforderlich.

IV. Speicherthemen (Netzgebühren und rechtlicher Rahmen)

Im neuen ElWG ist keine systematische Sonderbehandlung von Stromspeichern vorgesehen. Es ist davon auszugehen, dass Speicher wie klassische Verbraucher und Erzeuger behandelt werden, womit eine doppelte Belastung durch Netzentgelte einhergehen kann. Die Regelungen lassen nur ansatzweise erkennen, dass Speicher entlastet werden sollen und sind zur Zielerreichung noch nicht ausreichend konkret.

Erforderliche Anpassungen

- Keine Netzentgelte auf das Laden von Speichern aus lokal oder regional erzeugtem erneuerbarem Strom.
- Stromnutzung aus Speichern darf nicht doppelt mit Entgelten belastet werden.
- Förderung von Speicherinvestitionen durch indirekte Anreize wie Entgeltfreiheit bei systemdienlicher Nutzung.

Systemdienliche Nutzung kann bestehen aus Zugriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers zu Netzstabilisierung und -entlastung, Pufferung von lokal und regional erzeugter erneuerbarer Energie, Spitzenkappung, Mehrfachnutzung von Speichersystemen durch verschiedene Stakeholder. Sichergestellt werden sollte, dass das Speichersystem die Leistungsvorgaben zum Netzbetrieb gegenüber anderen (marktgetriebenen) Anwendungen priorisiert. Modelle und Studien etwa aus Deutschland können sowohl technisch als auch regulatorisch für Entgelte und Tarifmodelle als Vorbild dienen.

V. Gemeinsame Energienutzung

Der Entwurf sieht eine neue Form der gemeinsamen Energienutzung (§ 61 EIWG) als niedrigschwellige Alternative zu EEGs und BEGs vor. Besonders hervorzuheben ist, dass künftig keine juristische Person mehr erforderlich ist, sofern die Teilnehmenden mit dem Netzbetreiber zusammenarbeiten.

Nichtsdestotrotz erfolgt hierdurch ein massiver Eingriff in die in den letzten Jahren entstandenen Strukturen, die über mehrere Verteilnetzbetreibergebiete arbeiten wie etwa bei Bürgerenergiegemeinschaften. Hier sollte eine Übergangsbestimmung normiert werden (z.B. durch Beschränkung auf max. 5 Verteilnetzbetreiber). Generell bedürfen die Übergangsregelungen einer Klarstellung. Ausdrücklich begrüßt wird die Teilnahmemöglichkeit von Großunternehmen an allen Modellen der gemeinsamen Energienutzung.

Erforderliche Anpassungen

- Entfall der AGB-Anzeigepflicht für rein private Gemeinschaften.
- Übergangsbestimmungen für bestehende Bürgerenergiegemeinschaften. Großunternehmen sollten weiterhin österreichweit und ohne Mengenbegrenzung ihre Energie im Rahmen einer BEG teilen können.
- Anwendungserleichterungen für Pilotprojekte mit Gemeinden und sozialen Trägern.
- Fördermodell für gemeinschaftliche Speicher als infrastrukturelle Ergänzung.
- Durch die Einführung von Sozialtarifen erfolgt bereits ein Eingriff aus sozialen Überlegungen, die Forderung bei gemeinsamen Energienutzung unter Beteiligung von z.B. Gemeinden auch noch Teile des Stromes kostenlos oder stark reduziert abzugeben ist daher überschießend.
- Entfall der Begrenzung auf 6 MW für die Teilnahme an der gemeinsamen Energienutzung bzw. zumindest Klarstellung, dass sich Leistungsgrenze pro Anlage und nicht pro Unternehmen zu sehen ist.

VI. Weitere erforderliche Anpassungen und strukturpolitische Forderungen

a) Marktprämienfähigkeit für Direktleitungen

Marktprämienfähigkeit auch für Strom aus Direktleitungen bei nachgewiesener Qualität.

b) Schutz des Eigenverbrauchs

Klare gesetzliche Sicherstellung, dass Eigenverbrauch nicht eingeschränkt oder benachteiligt wird.

c) Sozialtarif-Finanzierung

Finanzierung des Sozialtarifs aus Bundesmitteln und nicht über Stromkostenumlage.

d) Koordinierte Netzplanung

- Einführung eines österreichweiten Strominfrastrukturplans zur einheitlichen gemeinsamen Planung für die Stromnetze inkl. Erarbeitung und Bewertung von Alternativen zum klassischen Netzausbau (z.B. Speicherintegration als netzintegrierte Komponenten oder zur besseren Wirtschaftlichkeit als eigener Marktteilnehmer)
- Einführung von einheitlichen technischen Standards (Trafos, Netzkomponenten und Software) zur massiven Kostendämpfung
- Einführung einer koordinierten idealerweise gemeinsamen Beschaffung der Netzbetreiber zur Kostendämpfung

2. Zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz – EIWG

Das im Entwurf vorgesehene Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) als Nachfolger des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG) wird grundsätzlich begrüßt.

Der gegenständliche Entwurf bringt zahlreiche dringend erforderliche Modernisierungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft mit sich, birgt aber auch deutliche Risiken. Für eine praxis- und zukunftstaugliche Umsetzung braucht es daher grundlegende Nachbesserungen. Auch bleiben diverse Regelungen zu vage.

Zum Beispiel besteht weiterhin Unsicherheit beim Betrieb von Speicheranlagen. Des Weiteren ist auffällig, dass die Regulierungsbehörde E-Control mit einer Vielzahl an neuen Zuständigkeiten sowie Ausführungskompetenzen bedacht wird, was es erschwert, den materiellen Gehalt der Gesetzesbestimmungen zu fassen. So bleibt bei der Festlegung der Systemnutzungsentgelte der Regulierungsbehörde großer Freiraum (vgl. etwa § 21 Abs. 3 Z 3 lit h und i des deutschen Energiewirtschaftsgesetz EnWG zur bundesweiten Verteilung der Kosten des Erneuerbaren Ausbaus).

Der Umfang der **Grundsatzbestimmungen**, deren Ausführung den Ländern vorbehalten ist, ist im Vergleich zum bisherigen EIWOG 2010 deutlich reduziert. Bei den Ländern verbleibt im Wesentlichen das Anlagenrecht für Stromerzeugungsanlagen (§ 69) und die Konzessionsvoraussetzungen von Verteilernetzbetreibern (§ 105).

Zu § 6 Abs. 1 Z 6:

Laut Entwurf soll u.a. eine Gruppe von Endkunden ein „aktiver Kunde“ sein können. Da aktiven Kunden im Entwurf Rechte zugedacht werden, bleibt bei einer solchen Definition offen, ob dem Kollektiv „aktive Kunden“ Rechte eingeräumt werden sollen.

Zu § 6 Abs. 1 Z 35:

Laut Entwurf soll die Kombination aus Erzeugung und Speicher ein „Speicher am selben Standort“ sein. Damit würde die Erzeugung Teil des „Speichers am selben Standort“ sein, was widersinnig wirkt.

Anpassungsvorschlag:

„Energiespeicher am selben Standort“ ein Energiespeicher, der in Kombination mit einer Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Energie am selben Netzanschlusspunkt angeschlossen ist‘.

Zu § 6 Abs. 1 Z 50:

Ein Vertrag kann nicht nur aus Bedingungen bestehen.

Zu § 6 Abs. 1 Z 54:

Der Text sollte statt

„[...] durch aktive Kunden, [...] ausgetauscht werden.“

wie folgt lauten:

„[...] zwischen aktiven Kunden, [...] ausgetauscht werden.“

Zu § 6 Abs. 1 Z 57:

„Stromhändler“ sollen laut Entwurf als „gewerbliche Kunden“ gelten. Stromhändler sind laut § 6 Z 27 zudem wohl „Elektrizitätsunternehmen“ (arg. „Kauf von elektrischer Energie“).

Auf den Betrieb von Elektrizitätsunternehmen ist die Gewerbeordnung nicht anzuwenden (§ 2 Abs. 1 GewO 1994).

Die Abgrenzung zwischen Gewerbe- und Energierecht könnte klarer gezogen werden.

Zu § 6 Abs. 1 Z 100:

Zur Definition, *wonach unter „Maximalkapazität (Engpassleistung)“ die maximale kontinuierliche Wirkleistung, die eine Stromerzeugungsanlage erzeugen kann, abzüglich des Anteils, der ausschließlich auf den Betrieb dieser Stromerzeugungsanlage zurückzuführen ist;“ zu verstehen ist*, ist anzumerken, dass sämtliche Erzeugung auf den Betrieb der Stromerzeugungsanlage zurückzuführen ist und damit abzuziehen wäre. Gemeint ist wohl, dass der Eigenverbrauch der Anlage abzuziehen ist.

Zu § 6 Abs. 1 Z 138:

In den Erläuterungen zu § 6 Abs. 1 Z 138 sollten Batteriespeicher für mehr Klarheit als weiteres Beispiel genannt werden.

Zu § 6 Abs. 1 Z 135: Zur geforderten Unmittelbarkeit sollte klargestellt werden, ob diese (i) im Sinne einer Direktleitung oder (ii) ohne zwischengeschaltete Stromhändler und Lieferant zu verstehen ist.

Zu § 6 Abs. 1 Z 142: Im Vergleich zu bisher bekannten Entwurfsfassungen wurde das Attribut der „Netzdienlichkeit“ durch „Systemdienlichkeit“ ersetzt. Dies betrifft Erzeugungs-, Verbrauchs- als auch Speicheranlagen.

Noch nicht ausreichend klar ist jedoch, was unter diesem Begriff konkret zu verstehen ist, etwa welches System zu betrachten ist. Daher darf angeregt werden, dass im Gesetz, oder in den zugehörigen Erläuterungen, belastbare und verbindliche Definitionen und/oder Kriterien dafür festgeschrieben werden.

Zu § 6 Abs. 1 Z 168:

Batteriespeicher könnten in manchen Fällen helfen, einen Netzausbau zu ersparen. Laut Definition sollen vollständig integrierte Netzwerkkomponenten allerdings keinem Netzengpassmanagement dienen (siehe zudem unten Anmerkung zu § 83).

Klarestellt sollte werden, ob ein Batteriespeicher als vollständig integrierte Netzkomponente als Stromerzeugungsanlage oder als eine starkstromwegerechtliche Anlage zu verstehen ist.

Zu § 7 Abs. 2 Z 1:

Es scheint ein Zirkelschluss vorzuliegen, wenn im öffentlichen Interesse auferlegte Pflichten als gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen gelten sollen.

Zu § 7 Abs. 4:

Die Ergänzung der Satzungen von Elektrizitätsunternehmen im mehrheitlichen Eigentum der öffentlichen Hand um den Punkt „Unternehmensziel der Erfüllung der im öffentlichen Interesse auferlegten Verpflichtungen“ wird begrüßt.

Zu § 21 Abs. 2:

Nach *„Die Mitteilung hat eine Aufschlüsselung der für die Entgeltänderung maßgeblichen Gründe zu enthalten“* fehlt das Satzzeichen (Punkt).

Zu § 21 Abs. 4:

Bei Widerspruch des Kunden soll das Vertragsverhältnis offenbar per se enden. Ein Lieferant kann einem widersprechenden Kunden, auch wenn der Lieferant dies möchte, nach dem Widerspruch (selbst wenn Lieferant auf Änderungen verzichtet) offenbar nicht halten. Eine Klarstellung sollte erfolgen.

Zu § 21 Abs. 8:

Es fehlt das abschließende Satzzeichen (Punkt).

Zu § 29:

Hier wird festgelegt, dass Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen das Recht auf Nutzung eines Zählgeräts mit Vorauszahlungsfunktion (Prepaymentfunktion mittels Marktkommunikation und Schaltfunktion des Zählgeräts oder Schaltfunktion vor Ort) haben.

Diese Bestimmung ist in der Praxis nicht umsetzbar. Einerseits sind keine entsprechenden Geräte im Bereich der intelligenten Messgeräte am Markt erhältlich. Andererseits wären alternative Ansätze wie monatliche Vorauszahlungen organisatorisch nahezu nicht abzuwickeln.

Daher darf angeregt werden, diese Bestimmungen nochmals zu prüfen und festzustellen, ob der bereits etablierte Marktprozess mit klassischen Monatsrechnungen nicht auch aus-

reichend für die betroffene Zielgruppe sein würde. Die hier vorgeschlagene Regelung erscheint im Vergleich zu den zugrundeliegenden EU-Richtlinien als Gold Plating.

Zu § 31 Abs. 3:

Der Auffangversorger soll den Vertrag aus wichtigem Grund auflösen können, soll dabei aber verpflichtet sein, § 34 Abs. 1 einzuhalten. § 34 Abs. 1 legt jedoch Verpflichtungen des Netzbetreibers fest. In § 31 Abs. 3 sollte daher nur die „sinngemäße“ Einhaltung verlangt werden (mindestens zweimalige Mahnung etc.).

Zu §§ 36, 37, 37b Abs. 1 Z 4:

Laut Begutachtungsentwurf sollen die gestützten Preise durch die Lieferanten (bis 50 Mio. EUR) zu tragen sein. Wer allfällige Kosten über 50 Mio. EUR zu tragen hat, sollte klargestellt werden.

In § 37b Abs. 1 kommt die Z 4 zwei Mal vor.

Zu § 38:

Der Text sollte statt

*„Versorgung von Endkunden, die **keine** Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmer sind“*

wie folgt lauten:

*„Versorgung von Endkunden, die **weder** Haushaltskundinnen, Haushaltskunden **noch** Kleinunternehmer sind“.*

Zu § 45 Abs. 5:

Die Festlegungen sind im Sinne der Verbraucherinnen und Verbraucher ebenfalls nachvollziehbar. Jedoch ist zu bedenken, dass die Ausrollung der Smart-Meter erst kürzlich erfolgt ist und eine große Anzahl der eingesetzten Geräte diese Anforderung technisch nicht erfüllen kann, da sie zum Zeitpunkt der Beschaffung nicht bekannt bzw. vorgegeben war. Vergangene Aufwendungen für den Smart-Meter-Rollout würden durch neue Anforderungen allenfalls frustriert.

Somit wären aus unserer Sicht Regelungen mit entsprechenden Übergangsfristen, oder ähnliche Maßnahmen im Sinne eines Bestandsschutzes, vorzusehen.

Zu § 49 Abs. 2:

Die Lesbarkeit der Aneinanderreihung jener Fälle, in denen kein Opt-Out möglich ist, könnte durch Gliederungspunkte erhöht werden.

Zu § 49 Abs. 3 Z 2:

Es wird angeregt, den Netzbetreibern zu ermöglichen, die Viertelstundenwertauslesung bis „längstens“ des Stichtages (31. Dezember 2027) auszulesen und zu übertragen, damit die Ausweitung der Auslesung und Übertragung kontinuierlich oder zumindest schrittweise (in Tranchen) ausgeweitet werden kann.

Zu § 57:

Abs. 1: Laut Entwurf wird keine Lieferung begründet, solange der Endkunde über einen aufrechten Liefervertrag verfügt.

Unklar ist dabei, wie der Erzeuger als Vertragspartner im Strombezugsvertrag von dem Ende des Liefervertrages (zwischen dem Endkunden und dem Lieferanten des Endkunden) erfährt, um zu wissen, dass er nun selbst Lieferant ist.

Fraglich ist zudem, ob ein Endkunde durch Kündigung seines Vertrages mit seinem ursprünglichen Lieferanten den Erzeuger aus dem Strombezugsvertrag in die Rolle eines Lieferanten (und die damit einhergehenden gesetzlichen Verpflichtungen) zwingen kann, um etwa bei mehrjährigen Strombezugsverträgen vorzeitige Kündigungsmöglichkeiten zu erzwingen (vgl. § 24) oder sonst die Position des Vertragspartners zu schwächen.

Abs. 2: Endkunden haben nach § 19 Abs. 2 das Recht, mehrere Stromlieferverträge zu haben. Unklar ist dann die Aufteilung der Herkunftsnachweise auf die verschiedenen Lieferanten des Endkunden.

Zu § 59 Abs. 2 Z 2:

Soweit ersichtlich, bleiben Hybridparks (beispielsweise, wenn Erzeuger B nachträglich eine PV-Anlage über eine vorbestehende Leitung eines Windparks des Erzeugers A ins öffentliche Netz einspeisen will) nicht geregelt (Kraftwerkspark).

Zu § 62 zweiter Satz:

Die Regelung zur Personenidentität sollte klarer gefasst werden.

Zu § 69:

Energiespeicheranlagen werden (z.B. in § 92) gesondert neben Stromerzeugungsanlagen genannt. § 69 sieht die Ausführungsgesetzgebung nur für Stromerzeugungsanlagen vor. Klargestellt werden sollte, dass Batteriespeicher anlagenrechtlich von den Landesgesetzen zu regeln sind oder als Stromerzeugungsanlagen gelten.

Zu § 83:

Energiespeicheranlagen bekommen in einem zukunftsfähigen Energiesystem eine wichtige Rolle. Vor allem hinsichtlich ihrer Fähigkeit Flexibilitäten für das Stromnetz zur Verfügung zu stellen, sind sie ein wichtiger Hebel in der Transformation der Strominfrastruktur. Dies ist jedoch nur gegeben, wenn die Speicher auch entsprechend netzdienlich betrieben werden, was jedenfalls für einen Betrieb durch Netzbetreiber spricht.

Daher darf angeregt werden, dass die Möglichkeiten dafür, welche im EU-Recht vorgesehen sind, im größtmöglichen Umfang genutzt und auch im österreichischen Recht abgebildet werden. Gleichlautend wurde dies bereits im Rahmen von Landesenergiereferenten-Beschlüssen gefordert. Eine übergebührende Einschränkung erscheint im Lichte der geltenden EU Regelungen Gold Plating zu sein.

Unter **Abs. 1** wird festgelegt, dass es sich um eine „vollständig integrierte Netzkomponente“ gemäß § 6 Abs. 1 Z 168 handeln muss. Dort wiederum ist definiert, dass somit die Lade- und Entladezeiten von Speicher im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen müssen. Dieses Marktintervall entspricht in Österreich 15 Minuten. Ein von dieser Zeitgröße determinierter Speicherbetrieb (Lade- und Entladezeit unter 15 Minuten) steht jedoch einem möglichen positiven Effekt eines Speichers als günstigere Variante im Vergleich zum klassischen Netzausbau entgegen, da Leistungsspitzen von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen generell länger als 15 Minuten auftreten.

Somit verhindert diese Vorgabe einen netzdienlichen Betrieb eines Speichers und sollte nochmals geprüft und ggf. angepasst werden.

Eine Ausnahmegenehmigung (§ 83 Abs. 1 Z 2 und Abs. 2) setzt hingegen eine „Notwendigkeit“ des Batteriespeichers (im Vergleich zum Netzausbau) voraus. Damit besteht eine sehr hohe Schwelle für die Erlangung einer Ausnahmegenehmigung.

Insgesamt muss den Netzbetreibern eine kostenoptimale Wahl zwischen entweder Speichern oder zusätzlichem Netzausbau möglich sein.

In **Abs. 3** werden Ausschreibungen dieser Speicher behandelt. Es erscheint fraglich, ob ein netzdienlicher und vor allem langfristiger Betrieb durch externe Betreiber gewährleistet werden kann. Werden die Speicher von am Markt agierenden Unternehmen betrieben, besteht die Gefahr, dass deren Einsatz und somit die Netzstabilität nicht langfristig gewährleistet werden kann (z.B. unerwartete Einstellung der betrieblichen Tätigkeit) und im Eintrittsfall ein kurzfristiger Netzausbau als Alternative nötig wäre – genau jener Umstand, der im Vorfeld durch den Speicher vermieden werden sollte.

Zu § 93 Abs. 4:

Neben dem definierten Reihungskriterium des frühestmöglichen Zeitpunktes des Vorliegens aller erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen, ist sicherzustellen, dass privatwirtschaftliche (Einzel-)Projekte beim Netzzugang am Übertragungsnetz nicht bevorzugt gegenüber dem Verteilnetz werden.

Grundsätzlich sollte das Verteilnetz im Sinne ihres Anschlussrechtes immer den Vorrang gegenüber privaten Einzelinteressen behalten. Unter Berücksichtigung dieses Umstandes darf empfohlen werden, das jeweilige Reihungskriterium nicht ausschließlich nach dem first come – first serve Prinzip zu gestalten.

Zu § 89:

Zur Klarstellung sollte festgehalten werden, dass Verteilernetzbetreiber nur innerhalb des von ihrem Verteilernetz abgedeckten Gebietes privatrechtliche Verträge über den Anschluss abzuschließen haben (vgl. § 40 Abs. 1 NÖ ElWG 2005). Im Begutachtungsentwurf besteht diesbezüglich eine Asymmetrie zwischen der Anschlusspflicht in § 89 und dem Recht zum Netzanschluss in § 108.

Zu § 93 Abs. 2:

Sicherzustellen ist, dass die Bedarfe von Verteilernetzbetreibern mit ihren gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen gegenüber privaten Einzelinteressen Vorrang genießen und die Reservierung von Netzanschlusskapazitäten (Einspeisung wie Entnahme) nicht in unlauterer Weise oder sonst zu Lasten der Allgemeinheit eingesetzt werden kann.

Zu § 93 Abs. 4:

Der „frühestmögliche“ Zeitpunkt des Vorliegens aller erforderlichen Genehmigungen scheint unklar.

Zu § 94a:

Die Spitzenkappung soll als Maßnahme mithelfen, das Stromnetz in Zeiten der Überlastung durch volatile erneuerbare Stromerzeugung zu entlasten und Flexibilitäten zu schaffen. Ziel ist es, die Netze von seltenen Maximalspitzen zu befreien und einen volkswirtschaftlich deutlich teureren Netzausbau damit zu vermeiden oder jedenfalls zu dämpfen.

In **Abs. 1** ist für diese Kappung ein Grenzwert für Windkraftanlagen von 2 % der Jahresenergiemenge und 15 % der netzwirksamen Leistung vorgesehen. Aus technischer Sicht scheint diese Regelung wenig hilfreich zu sein, denn die Maximalspitzen treten zu wenigen Zeitpunkten des Jahres auf, verlangen aber gleichzeitig eine deutlich höhere Reduktion der Einspeiseleistung, um das Stromnetz auch wirkungsvoll zu entlasten. Dasselbe gilt für den volkswirtschaftlich sinnvollen Betrieb von Hybridparks, wo Windkraft und große PV-Anlagen ein und denselben Netzzugang teilen und einzelne Erzeuger daher in wenigen Situationen (zeitgleiche Erzeugung von Wind und PV) abgeregelt werden müssen.

Es wird daher vorgeschlagen, diesen Grenzwert nochmals zu prüfen und ggf. die maximal zulässige Jahresenergiemenge sogar zu reduzieren (und damit den wirtschaftlichen Schaden des Kraftwerksbetreibers noch geringer zu halten), aber jedenfalls eine Kappung der netzwirksamen Leistung im Einzelfall von deutlich mehr als 15 % zu ermöglichen, um somit Netzdienlichkeit zu generieren.

Abs. 2 definiert die Regeln für die Kappung von Photovoltaik-Anlagen. Dabei wird im gegenständlichen Entwurf auf die „Modulspitzenleistung“ referenziert. Dies ist die einzige Stelle im Gesetz, wo die Modulleistung genannt wird. Im restlichen Entwurf wird auf die „netzwirksame Leistung“ abgestellt, was auch richtig ist, da nur dort auftretende Leistungsspitzen eine relevante Größe für die Strominfrastruktur und die damit verbundene Systemnutzung sind.

Entsprechend darf eine textliche Anpassung auf „netzwirksame Leistung“ angeregt werden. Zusätzlich wird vorgeschlagen, analog zu Abs. 1, ebenfalls die Festlegung einer

maximal zulässigen Beschränkung der produzierten Jahresenergiemenge zu prüfen, um für die Anlagenbetreiber Planungssicherheit zu gewährleisten.

Für beide Fälle gilt darüber hinaus, dass zusätzlich noch weitere Klarstellungen nötig sind, wie zum Beispiel die Beantwortung der Fragen, wie eine maximal zulässige Jahresenergiemenge zeitlich bilanziert wird, oder ob aus der Spitzenkappung möglicherweise Ausgleichszahlungen vom Verteilnetzbetreiber an den Anlagenbetreiber resultieren.

Es erscheint unklar, wie im laufenden Jahr eine konkrete Spitzenkappung vorgenommen werden kann, während Unklarheit darüber herrscht, welche Netzzustände im Laufe des restlichen Jahres herrschen werden, dabei aber die Einschränkungen bei den Jahresenergiemengen im gesetzlichen Rahmen beachtet werden müssen.

Unklar scheint zudem die Zuordnung der (entschädigungsfreien) Mengen, wenn z.B. Engpässe im Übertragungsnetz und im Verteilernetz zu verschiedenen Zeiten oder auch gleichzeitig auftreten. (Insb., wenn zusätzliches Engpassmanagement mit finanziellem Ausgleich durch einen Netzbetreiber notwendig wird.)

Zu § 96:

Diese Regelung ist als Flexibilitätsmaßnahme für den Umgang mit den Herausforderungen des Stromnetzausbaus ebenfalls grundsätzlich zu begrüßen.

Die gesetzten Fristen erscheinen jedoch knapp bemessen zu sein, vor allem, wenn man bedenkt, dass Netzausbauprojekte oft Verzögerung aufgrund vom Netzbetreiber nicht beeinflussbarer Umstände erfahren, wie z.B. Genehmigungsverfahren, Grundstücksbeschaffung, Lieferzeiten, Anschluss am Übertragungsnetz. Es erscheint daher sinnvoll, Umstände, die außerhalb der Sphäre der Netzbetreiber liegen, fristverlängernd zu berücksichtigen (auch über 36 Monate hinaus).

Des Weiteren sollte wie auch in der Vergangenheit eine gemeinsame Vereinbarung zu einem dauerhaften flexiblen Netzzugang zwischen Einspeiser und Netzbetreiber möglich sein. Damit wäre eine deutlich raschere Marktintegration von z.B. Windkraftanlagen möglich und ein Zeitgewinn für Anlagenbetreiber von bis zu mehreren Jahren gegeben.

Zu § 97: In Abs. 1 ist festgehalten, dass der Übertragungsnetzbetreiber unbeschadet der Regelungen von § 94a Abs. 1 und 2 den Netzzugang begrenzen und beschränken können.

Andererseits sind die Verteilnetzbetreiber gemäß § 97 Abs. 4 lediglich ermächtigt, diese Begrenzungen und Beschränkungen ausschließlich nach Maßgabe des § 94a Abs. 1 und 2 sowie des § 96 an einspeisende Netzbenutzer weiterzugeben. Dies erscheint eine ungleiche Regelung zu sein. Somit wird der Handlungsspielraum der Verteilnetzbetreiber, welcher in § 94 definiert ist, unweigerlich eingeschränkt.

Zusätzlich ist sicherzustellen, dass aus Engpässen im Übertragungsnetz (z.B. durch fehlende Netzkapazitäten zwischen West- und Ostösterreich), welche vom Verteilnetzbetreiber weitergegeben werden müssen, keine finanziellen Nachteile für die Kundinnen und Kunden im betroffenen Verteilnetzgebiet entstehen, denn eine ungleiche Belastung der Bevölkerung durch diese Mehrkosten, würde die Akzeptanz der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen negativ beeinflussen. Der Ausbau erneuerbarer Energie ist eine gesamtösterreichische Aufgabe.

Es darf angeregt werden, die hier getroffenen Bestimmungen nochmals zu prüfen und mit den Regelungen unter § 94 und § 96 abzustimmen.

Zu § 109:

Die Verteilnetzbetreiber werden zur Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform verpflichtet. Dabei bleibt die rechtliche Qualität deren Zusammenwirkens offen, etwa könnte an eine Gesellschaft bürgerlichen Rechts gedacht worden sein. Soweit ersichtlich fehlen Regelungen zur internen Organisation, etwa zur Streitschlichtung, zur Kostentragung odgl.

Zu § 110:

Eigene Netzentwicklungspläne für Verteilernetze werden grundsätzlich begrüßt.

Zu § 110 Abs. 3 Z 3 und § 115 Abs. 3:

Grundsätzlich geht die Verkabelung von 110 kV Leitungen mit enormen Mehrkosten und schwer kalkulierbaren Herausforderungen (z.B. Grundeigentum) einher. Wenn nun trotz diesem Umstand bei der Projektierung jedes Netzausbauprojekt grundsätzlich doppelt aufgesetzt und kalkuliert werden muss, entstehen dadurch enorm hohe Aufwendungen bei Projektanten und Behörden, denn auch etwaige Prüfungen im Behördenverfahren erscheinen schwierig bis unmöglich zu sein.

Um einen Kostenvergleich (Mehrkostenfaktor idHv. 1,8) zwischen Freileitung und Verkabelung durchführen zu können, müssen für beide Alternativen jeweils vollständige Projekte ausgearbeitet werden. Dies führt zu einer Erhöhung der Planungskosten und -komplexität, bei Verkabelung auch der Ausführungskosten.

Beim Mehrkostenfaktor bleibt zudem unklar, wie der Mehrkostenfaktor berechnet werden soll. Provokatives Beispiel:

Freileitungsprojekt: **10** Mio. EUR Gesamtkosten

Verkabelungsprojekt: **19** Mio. EUR Gesamtkosten

Für den „Mehrkosten“-Faktor werden die „Mehrkosten“ ins Verhältnis zu den Kosten des Freileitungsprojektes zu setzen sein: Es ergeben sich Mehrkosten von **9** Mio. EUR [= 19 Mio. EUR - 10 Mio. EUR].

Damit ergibt sich ein Mehrkostenfaktor **0,9** [= $(19-10)/10 = 9/10$].

Da 0,9 kleiner ist als der maximal akzeptierte Mehrkostenfaktor idHv. 1,8, wäre das Verkabelungsprojekt im Beispiel vorzuziehen.

Im Gesetzesentwurf wird aber vermutlich beabsichtigt sein, dass das Verkabelungsprojekt nicht mehr als 1,8-mal so viel wie das Freileitungsprojekt kosten darf (also nur 80 % Mehrkosten akzeptiert werden), damit das Verkabelungsprojekt präferiert werden kann.

Eine Klarstellung sollte erfolgen.

Zu § 113:

Geschlossene Verteilernetze bergen das Risiko der Zergliederung der Netzinfrastruktur und erfordert eine kritische volkswirtschaftliche Bewertung.

Fragwürdig ist zudem, dass laut Entwurf die Regulierungsbehörde für die Einstufung als geschlossenes Verteilernetz zuständig sein soll, während die Landesregierungen für die Konzessionserteilung an Verteilernetzbetreiber und die Gebietsfestlegung verantwortlich sind. Der Grundsatz der freien Lieferantenwahl sollte sichergestellt sein.

Zu § 119 Abs. 4:

Diese neue Regelung, dass Energiespeicheranlagen 20 Jahre lange bei Bezug der zu speichernden Energie von Netznutzungs- und Netzverlustentgelt befreit sind, ist zu begrüßen. Jedoch liegt dieser Regelung die Erfüllung des Kriteriums des „systemdienlichen Betriebs“ zu Grunde, welches nicht klar ist.

Wie bereits unter § 6 angeregt, ist dieser „systemdienliche Betrieb“ jedenfalls zu definieren bzw. eindeutige Kriterien festzulegen, denn nicht jeder Energiespeicher wird automatisch so betrieben, dass dieses Ziel erfüllt sein würde, vor allem nicht mit Blick auf die Netzdienlichkeit.

Zu § 120:

Völlig neu ist, dass Netznutzungsentgelt nun auch von Einspeisern pro Zählpunkt zu entrichten sein wird. Dies ist mit Sicht einer breiteren Kostentragung zwar grundsätzlich nachvollziehbar, führt aber jedenfalls zu einem Rückgang beim Ausbau der erneuerbaren Energie und ist damit der Zielerreichung nach EAG abträglich.

Jedenfalls sollte nach Art der Einspeiser differenziert und die Regelung entsprechend abgeändert werden.

Vor allem für Photovoltaik-Anlagen ist eine Ausnahme und damit Rechtssicherheit zu schaffen. Ein nennenswerter Teil der positiven Effekte der Umstellung auf erneuerbaren Strom in Österreich wurde durch den Einsatz von mehreren 100.000 privaten Betreiberinnen und Betreiber von PV-Anlagen generiert. Von Bundesseite wurde in den letzten Jahren die Errichtung von PV-Anlagen durch diese Zielgruppe aktiv forciert und bewusst vorangetrieben. Unter diesem Gesichtspunkt wirkt nun die unerwartete Verpflichtung zur Begleichung von Netznutzungsentgelten bei der Einspeisung von PV-Strom ins öffentliche Netz als eine Art „Strafsteuer“, welche den Haushalten vorher weder bekannt war noch von ihnen erahnt werden konnte. Des Weiteren wird – wie erwähnt - der Ausbau von PV-Anlagen dadurch stark gebremst und die Bemühungen der Energiewende erheblich konterkariert. Ebenfalls schwer wirkt der Effekt auf die Bestrebungen rund um die Forcierung von Energiegemeinschaften, welche davon ebenfalls stark betroffen wären.

Eine entsprechende Abänderung erscheint daher notwendig; es wird vorgeschlagen bestehende PV-Anlagen generell auszunehmen (Bestandsschutz) und für Neuanlagen eine derartige Regelung erst größer 35 kW netzwirksamer Leistung Netznutzungsentgelt zur Anwendung zu bringen.

Zu § 122:

Das Netzanschlussentgelt ersetzt künftig das Netzzutritt- und Netzbereitstellungsentgelt. Es soll sich dabei um eine verursachergerechte und leistungsabhängige Einmalzahlung, abhängig von der netzwirksamen Leistung, handeln.

Die aktuelle Formulierung der **Abs. 1 und 2** legt jedoch nahe, dass diese Verrechnung nur erfolgt, wenn auch netztechnische Arbeiten und Aufwendungen nötig sind (z.B. neuer Mittelspannungsanschluss). Somit könnte die Verursachungsgerechtigkeit nur schwer gegeben sein, denn es wären unter Umständen kundenseitige Leistungserhöhungen bis zum technischen Maximum des vorhandenen Anschlusses möglich, ohne das Kosten anfallen. Der nächste Kunde, hätte jedoch ggf. bei geringer Leistungserhöhung Kosten zu tragen, da nun der Anschluss nicht mehr ausreicht.

Mit textlichen Anpassungen und Klarstellungen sollte hier Rechtssicherheit und Gleichbehandlung erzielt werden.

Zu § 127 und 128:

Der Ausbau und die Integration erneuerbarer Stromerzeugung ist für den Wirtschaftsstandort Österreich entscheidend und durch diverse Zielvorgaben auch verpflichtend. Die Integration von erneuerbarer Energie im ausreichenden Ausmaß stellt einen nationalen Kraftakt dar. Die Investitionen in die Netze werden sich aus diesem Grund in den nächsten Dekaden zumindest verdoppeln, die Tarife daher steigen. Niederösterreich leistet beim Ausbau der Erneuerbaren einen überproportional großen Beitrag, so stammen mehr als die Hälfte der Erneuerbaren aus Windkraft aus Niederösterreich. In Gesetzen und Verordnungen wird auch davon ausgegangen, dass Niederösterreich hier weiter seinen Beitrag leistet.

Es ist nicht zumutbar, dass die Niederösterreichischen Stromkundinnen und Stromkunden über Gebühr für die Erreichung österreichweiter Ziele belastet werden, wie es leider bei den aktuell gültigen Regelungen der Fall ist, zumal sich das Problem der unterschiedlich hohen Kostenbelastung für die Verteilernetzbetreiber durch vermehrte Investitionstätigkeit noch verschärfen wird.

Daher erscheint es in einem modernen EIWG notwendig das Monitoring und die Gestaltung der Systemnutzungsentgelte auch dahingehend auszurichten.

Dieselbe Problematik wurde in Deutschland bereits behandelt. Dazu hat die deutsche Bundesnetzagentur bereits ein Modell entwickelt (wirksam seit 2025), um die Netzkosten

der Integration von erneuerbarer Stromerzeugung bundesweit zu verteilen (siehe <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/start.html>).

Eine gesamtösterreichische Verteilung von Kosten, welche in einem Netzbereich speziell aufgrund des verstärkten Ausbaues erneuerbarer Energien in jenem Netzbereich anfallen, ist geboten, um eine gerechte Verteilung der Kosten für die Erreichung der gesamtstaatlichen Klimaziele zu gewährleisten.

Die Bestimmungen des Gesetzesentwurfes adressieren dieses Problem nicht. Es sind daher Bestimmungen zu ergänzen, die eine möglichst solidarische Verteilung bestimmter, für die Integration der erneuerbaren Energieträger notwendiger, Investitionen ermöglichen.

Vorgeschlagen wird, dass folgender Inhalt aufgenommen wird:

NEU: § 128 Abs. 3:

Die Regulierungsbehörde wird im Rahmen ihrer Tätigkeit ermächtigt, Kosten der Netzebene 3 – welche durch den Abtransport regional erzeugter erneuerbarer Energie über das überregionale Übertragungsnetz entstehen – festzustellen und diese sachgerecht und bundesweit den Netzebenen 1 und 2 zuzuordnen.

Dies würde auch den gefassten Landesenergiereferenten-Beschlüssen der Jahre 2021, 2022, 2023 und 2024 entsprechen. Denn wie dabei bereits ausreichend dargelegt wurde, sind jene Bundesländer mit starkem Erneuerbaren-Ausbau (insbesondere Windkraft) von steigenden Kostenbelastungen betroffen, was zu Lasten der örtlichen Kundinnen und Kunden geht, wenngleich die produzierte Energie auch in anderen Landesteilen genutzt und der gesamtösterreichischen Zielerreichung laut EAG zugerechnet wird.

Zu § 180 Abs. 9:

Die Ausführungsgesetze der Länder sind binnen sechs Monaten ab einem noch nicht konkretisierten Datum zu erlassen. Hier ist ein Aufwand der Länder für die Anpassung des Landesenergierechts zu erwarten.

3. Energiearmuts-Definitions-Gesetz – EnDG

Zu § 9:

Die ORF-Beitrags Service GmbH in Angelegenheiten der Prüfung der Einkommensverhältnisse zu beleihen, erscheint zumindest hinterfragenswert. Die verfassungsrechtlich gesetzten Grenzen der Beleihung wären hier zu prüfen.

Zu § 12:

Siehe zu § 9. Für jeden bearbeiteten (nicht enderledigten!) Antrag werden Kosten in Höhe von 15 Euro netto pro Erledigung ersetzt. Die Rechnungslegung über die erbrachten Leistungen erfolgt vierteljährlich. Die Effizienz sollte geprüft werden.

Diese Stellungnahme wird auch dem Präsidium des Nationalrates elektronisch übermittelt.

Ergeht an:

1. An das Präsidium des Nationalrates

-
2. An das Präsidium des Bundesrates
 3. An alle vom Lande Niederösterreich entsendeten Mitglieder des Bundesrates
 4. An alle Ämter der Landesregierungen zu Händen der Landesamtsdirektorin / des Landesamtsdirektors
 5. An die Verbindungsstelle der Bundesländer, Schenkenstraße 4, 1010 Wien
 6. Bundeskanzleramt-Verfassungsdienst, Ballhausplatz 2, 1010 Wien
 7. Landtagsdirektion

NÖ Landesregierung

Mag.^a Mikl – Leitner

Landeshauptfrau