

# Vermeidung von Netzüberlastungen im Niederspannungsnetz aus rechtlicher Sicht

Stephan Cejka<sup>(1)</sup>, Franz Zeilinger<sup>(1)</sup>

(1) Siemens AG Österreich, Siemensstraße 90, 1210 Wien, Österreich,  
[[stephan.cejka](mailto:stephan.cejka), [franz.zeilinger](mailto:franz.zeilinger)]@siemens.com, [www.siemens.com](http://www.siemens.com)

## **Kurzfassung:**

Die zunehmende Volatilität der Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen, und der wachsende Leistungsbedarf durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge stellt Niederspannungsnetze vor Herausforderungen. Ein Netzausbau ist mit erheblichen Kosten und Planungsaufwand verbunden, weshalb alternative Maßnahmen wie flexible Netzanschlussverträge mit einer Drosselung von Einspeisung und Verbrauch zunehmend an Bedeutung gewinnen. Dieser Beitrag zeigt die rechtlichen Rahmenbedingungen in Österreich und Deutschland, um die Versorgungssicherheit auch bei drohender Netzüberlastung gewährleisten zu können.

**Keywords:** Energierecht, Netzüberlastung, Verbrauchsdrosselung, flexibler Netzzugang, erneuerbare Energie, Elektromobilität, Smart Meter

## 1 Einleitung

Der Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere der Anschluss von Photovoltaikanlagen an das Niederspannungsnetz, führt zu einer zunehmend dezentraleren und volatileren Stromerzeugung. Gleichzeitig werden in diesen Netzen zunehmend neue, leistungsintensive Lasten wie private Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen angeschlossen. Diese Entwicklungen stellen das bestehende Stromnetz vor erhebliche Herausforderungen. Eine zentrale Problematik ist die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch: Sowohl bei der Erzeugung, durch die wetterbedingte, gleichzeitige Einspeisung von Photovoltaikanlagen in einem Gebiet, als auch beim Verbrauch treten hohe Gleichzeitigkeiten auf, was zu Überlastungen im Niederspannungsnetz führen kann. Bereits heute treten vermehrt negative Strompreise auf, insbesondere während der Mittagszeit, wenn die Einspeisung am höchsten ist. Der Spitzenverbrauch, etwa durch das Laden von Elektrofahrzeugen, fällt jedoch oft auf Zeiten außerhalb dieser Einspeisungsspitzen.

Dieser Beitrag untersucht die rechtlichen Rahmenbedingungen, die es Verteilernetzbetreibern (VNB) ermöglichen, die Versorgungssicherheit auch bei drohenden Überlastungen zu gewährleisten. Sowohl in Österreich als auch in Deutschland bestehen ähnliche Herausforderungen, jedoch unterscheiden sich die rechtlichen Regelungen. Während ein Netzausbau eine mögliche Entlastung darstellt, ist dieser mit erheblichen Planungs-, Zeit- und Kostenaufwänden verbunden. Alternativ bieten sich Maßnahmen, wie Restriktionen beim Netzanschluss von Erzeugungsanlagen oder die Begrenzung der Anschlussleistung an. Zudem kann eine flexible Steuerung von Erzeugung und Verbrauch durch „Demand

Response“-Mechanismen zum stabilen Netzbetrieb und zur Vermeidung lokaler Engpässe beitragen. Diese Lösungen können den erforderlichen Netzausbau hinauszögern, diesen jedoch nicht vollständig ersetzen.

## 2 Erzeuger im Niederspannungsnetz

Auf der Angebotsseite steigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen kontinuierlich, wobei **Photovoltaikanlagen** nahezu ausschließlich auf der Ebene des Niederspannungsnetzes einspeisen [1]. Zuletzt mussten österreichische VNB bereits Anschlussbegehren für neue Photovoltaikanlagen aufgrund von Netzüberlastung ablehnen [2], obwohl ein **Ausbau** dieser Energiequelle politisch hoch erwünscht ist. Die **Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED)** sieht vor, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch der EU bis 2030 auf mindestens 42,5 % zu steigern [3]. Schon vor der letzten Novellierung der RED 2023 mit der Erhöhung auf das genannte Ziel, sah das österreichische **Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)** bereits vor, den Gesamtstromverbrauch ab 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen zu decken [4]. Einen wesentlichen Beitrag soll der Ausbau der Photovoltaik um 11 TWh bis 2030, durch die Ausstattung von einer Million Dächer mit Photovoltaik, leisten [4]. Dies erfordert einen jährlichen Zubau von durchschnittlich 1.100 MW, der derzeit auch tatsächlich übertroffen wird [1].

Durch die RED sollen darüber hinaus **Genehmigungsverfahren** für erneuerbare Energieprojekte beschleunigt und erleichtert werden [3,5-8]: Diese Verfahren dürfen für Solarenergieanlagen und Energiespeicher grundsätzlich nicht länger als drei Monate dauern; bei kleinen Anlagen mit einer Leistung von höchstens 100 kW einen Monat nicht übersteigen. Wird die Frist überschritten, gilt die Genehmigung als erteilt, sofern die Anschlusskapazität nicht überschritten wird. Die Richtlinie geht davon aus, dass solche Anlagen keine erheblichen negativen Auswirkungen auf Umwelt oder Netz haben und keine Sicherheitsbedenken hervorrufen. Gewisse nachteilige Auswirkungen werden „[a]ngesichts der unmittelbaren positiven Auswirkungen derartiger Anlagen für die Verbraucher und ihrer begrenzten potenziellen Umweltauswirkungen“ somit in Kauf genommen. Darüber hinaus sei in der Regel kein Kapazitätsausbau am Netzanschlusspunkt erforderlich. Auch schreibt die RED ausdrücklich ein **„übergagendes öffentliches Interesse“** für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien fest, welches bei Abwägungen gegensätzlicher Interessen, insbesondere in bestimmten Bereichen des Naturschutzes, vorrangig zu berücksichtigen ist [3,5-8]. Da EU-Richtlinien nicht direkt anwendbar sind, müssen sie von den Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt werden. Österreich ist derzeit säumig, da die Umsetzungsfrist der RED bereits abgelaufen ist.

Um den Ausbau zu fördern, sieht das österreichische Recht diverse steuerliche Anreize vor, wie die Umsatzsteuerbefreiung für Solarmodule und die Befreiung von Einkommensteuer und Elektrizitätsabgabe für die Einspeisung [5,8]. Die 2024 novellierte Gebäudeeffizienzrichtlinie enthält zudem erstmals unionsweite **Verpflichtungen zur Installation von Photovoltaikanlagen** auf Neubauten sowie teilweise auch auf Bestandsgebäuden [5,8,9]. Durch sinkende Preise steigt auch die Attraktivität von Kleinsterzeugungsanlagen bis 0,8 kW (sogenannte „Balkonkraftwerke“), die zwar nicht genehmigt, dem Netzbetreiber jedoch gemeldet werden müssen.

### 3 Verbraucher im Niederspannungsnetz

Auf der Nachfrageseite entstehen zunehmend neue Lasten mit erheblichem Leistungsbedarf, wie Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Oftmals ist es nicht möglich, die erzeugte Leistung lokal und zeitgleich zu verbrauchen. Während Wetter und Sonneneinstrahlung, und damit der Zeitpunkt der Stromerzeugung, nicht beeinflussbar oder verschiebbar sind, gibt es für Verbraucher jedoch Möglichkeiten der Steuerung oder eine Verschiebung **flexibler Lasten** auf günstigere Zeitpunkte. Die RED definiert „Laststeuerung“ als „eine Abweichung der Endkunden-Elektrizitätslast von ihren üblichen oder aktuellen Stromverbrauchsmustern als Reaktion auf Marktsignale, etwa zeitabhängige Strompreise oder Anreizzahlungen, oder als Reaktion auf das angenommene Angebot eines Endkunden, eine Nachfrageverringerung oder -erhöhung zu einem bestimmten Preis“ [3].

Ein Beispiel ist das in der Gebäudeeffizienz-Richtlinie sowie der Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe vorgesehene „**intelligente Laden**“ von Elektrofahrzeugen [9,10]. Dabei wird der Stromfluss während des Ladevorgangs anhand von Echtzeitinformationen angepasst. Dies dient dazu, Überlastungen im Netz zu vermeiden und gleichzeitig die Vorteile der Stromverfügbarkeit aus erneuerbaren Quellen sowie niedrige Strompreise zu nutzen. Zukünftig kann die Netzintegration durch **bidirektionales Laden** („Vehicle-to-Grid“), bei dem der Stromfluss vom Fahrzeug zurück ins Netz ermöglicht wird, weiter optimiert werden.

Mit dem steigenden Anteil an **Elektrofahrzeugen**, der durch das geplante „**Aus des Verbrennungsmotors**“ 2035 weiter forciert wird, wächst auch der Bedarf an Ladeinfrastruktur [5,11-14]. Bereits jetzt wird der Betrieb eines Elektrofahrzeugs in Österreich durch eine geringere Steuerlast begünstigt, da die Kfz-Steuer nach dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß berechnet wird [5,14]. Zusätzlich sieht die Gebäudeeffizienz-Richtlinie einen **verpflichtenden Aufbau privater Ladeinfrastruktur** vor [5,13,14].

Ein zusätzlicher zentraler Aspekt der Energiewende ist der **Ausstieg aus fossilen Heizungssystemen** [5]. Laut RED sollen bis 2030 mindestens 49 % des Endenergieverbrauchs in Gebäuden (einschließlich Heizen und Kühlen) aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden, wobei konkrete Maßnahmen den Mitgliedstaaten überlassen bleiben [3]. In Österreich ist die Installation von fossilen Heizungssystemen (Öl-, Kohle- und Gasheizungen) im Neubau durch das Erneuerbaren-Wärme-Gesetz seit 2024 verboten [5,15]. Die RED sieht neben der bereits genannten Verkürzung von **Genehmigungsverfahren** für Photovoltaikanlagen eine solche auch für **Wärmepumpen** vor [3,5]. Demnach dürfen diese für die Installation von Wärmepumpen mit maximal 50 MW einen Monat, für Erdwärmepumpen drei Monate; für bestimmte kleinere Anlagen zwei Wochen nicht übersteigen.

### 4 Intelligente Stromzähler

Ein genaues Bild über das Niederspannungsnetz ist für VNB nur durch ein kontinuierliches Monitoring, beispielsweise mithilfe von **intelligenten Stromzählern** (Smart Meter), in kurzen Zeitintervallen möglich. Die Einführung dieser Zähler in den EU-Mitgliedstaaten war gemäß der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (ED) von einer Kosten-Nutzen-Analyse abhängig, wobei bei positivem Ergebnis mindestens 80 % der Endkunden mit intelligenten Messgeräten auszustatten sind [16,17].

In **Österreich** definiert das **Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz** (EIWOG) das „intelligente Messgerät“ als „eine technische Einrichtung die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernautesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt“ [18]. Gemäß der „Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung“ müssen bis Ende 2024 mindestens 95 % der Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sein [16,19]. Die Verantwortung für die Installation, wie auch für den Betrieb dieser Geräte liegt beim jeweiligen Netzbetreiber. Standardmäßig wird einmal täglich ein Tagesverbrauchswert übermittelt, durch Opt-in ist jedoch auch die Aufzeichnung von Viertelstundenwerten möglich [20]. Die Teilnahme an einer Energiegemeinschaft oder die Nutzung spezieller dynamischer Verträge erfordert diese genauere Ablesung. Es besteht außerdem die Möglichkeit eines Opt-outs, bei dem Kunden auf den Einsatz von Smart Metern verzichten können.

Zur Ablöse des EIWOG wurde 2024 ein neues **Elektrizitätswirtschaftsgesetz** (EWG) vorgeschlagen [7,21]. Dieses erweitert die Definition des intelligenten Messgeräts als „ein elektronisches System, das in der Lage ist, die in das Netz eingespeiste oder die daraus entnommene Elektrizität zu messen, das mehr Informationen als ein konventioneller Zähler liefert und mittels elektronischer Kommunikation Daten zu Informations-, Kontroll- und Steuerungszwecken übertragen und empfangen kann“. Vorgeschlagen wurde eine die standardmäßige Auslesung im Viertelstundenintervall, mit der Möglichkeit eines Opt-outs auf Tageswerte. Die Möglichkeit, ein Smart Meter generell abzulehnen, wäre jedoch entfallen. Da vor den österreichischen Nationalratswahlen 2024 keine politische Einigung erzielt werden konnte, ist das weitere Schicksal des EWG derzeit unklar. Die Notwendigkeit größerer Anpassungen im Elektrizitätsrecht, die sich aus den kürzlich novellierten EU-Richtlinien ergeben, bleibt jedenfalls bestehen.

Das **deutsche** Recht sieht im **Messstellenbetriebsgesetz** (MsbG) hingegen keinen flächendeckenden Rollout von Smart Metern vor [22]. Diese müssen durch den verantwortlichen Messstellenbetreiber bis 2032 lediglich für Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch über 6 000 kWh oder mit denen eine Vereinbarung nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [23] besteht (hierzu später noch im Detail), sowie bei Betreibern von Anlagen mit einer installierten Leistung über 7 kW installiert werden. Die Installation und der Betrieb müssen jedoch auch wirtschaftlich vertretbar sein (hierzu sind entsprechende Grenzwerte für das maximale jährliche Zählpunktentgelts für den VNB und für den Endnutzer vorgegeben). Unter den genannten Grenzen können intelligente Messsysteme installiert werden, sofern dies wirtschaftlich vertretbar ist. Ansonsten ist stattdessen eine Ausstattung mit modernen Messeinrichtungen vorgesehen. Das MsbG definiert Standardleistungen, wie beispielsweise die viertelstündliche Erhebung der Daten und eine tägliche Übermittlung an den Netzbetreiber. Daneben werden darüberhinausgehende Zusatzleistungen definiert, wie die vorzeitige Ausstattung von Messstellen mit einem intelligenten Messsystem, auch an Zählpunkten, die nicht verpflichtend mit intelligenten Messsystemen auszustatten sind, erforderliche Maßnahmen zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüssen nach § 14a EnWG oder die Erhebung und die minütliche Übermittlung der Daten an den Netzbetreiber.

## 5 Flexibler Netzzugang

Die RED erlaubt sogenannte „**flexible Netzzuschlussverträge**“ in Gebieten mit eingeschränkten oder fehlenden Netzkapazitäten für neue Anschlüsse [3]. Dadurch werden temporäre Beschränkungen sowohl bei der maximal zulässigen Einspeisung in das Netz als auch bei der maximal zulässigen Entnahme aus dem Netz ermöglicht. Sofern der Netzausbau im Gebiet unwirtschaftlich erscheint, können die Beschränkungen auch dauerhaft bestehen bleiben.

Im Entwurf des EIWG wurde eine temporäre Begrenzung oder **Abregelung der Einspeisung** vorgeschlagen [21,24]. Diese führt für Erzeuger zu lediglich geringen finanziellen Auswirkungen, bringt jedoch dem VNB kurzfristigen Erleichterungen in Bezug auf den Netzausbau. Auf lange Sicht bleibt der Ausbau jedoch unvermeidbar. Sofern nur eine eingeschränkte Netzkapazität zur Verfügung steht, kann der VNB die Maximalleistung von Erzeugern temporär beschränken; für PV auf 80%, für Windkraft auf 90% der maximalen Leistung. Dies soll dazu beitragen, weniger Netzzuschlussanfragen ablehnen zu müssen. Dennoch soll entsprechend der Gesetzeserläuterungen 97 % der, mit dem ursprünglich begehrten Ausmaß des Netzzugangs erzielen, Energiemenge erreicht werden [21]. Innerhalb eines definierten Zeitraums ist der Netzbetreiber verpflichtet, die Netzinfrastruktur zu erweitern.

Neue Verbraucher im Niederspannungsnetz, wie Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für E-Mobilität, zeichnen sich durch einen höheren Leistungsbedarf als herkömmliche Haushaltsgeräte aus. Um eine Überlastung des Stromnetzes in akuten Notsituationen zu verhindern, ermöglicht das **deutsche Energiewirtschaftsgesetz** (EnWG) in diesen Ausnahmefällen die **netzorientierte Fernsteuerung von Verbrauchseinrichtungen** [23]. Damit wird der **Verbrauch bestimmter steuerbarer Anlagen** mit einer Netzzuschlussleistung von mehr als 4,2 kW – beispielsweise Wärmepumpen, private Ladeeinrichtungen für E-Autos, Anlagen zur Raumkühlung und Stromspeicher – temporär beschränkt. Ein vollständiges Abschalten ist jedoch nicht erlaubt; eine Mindestleistung von 4,2 kW muss weiterhin zur Verfügung stehen, um die Funktion von Wärmepumpen und zumindest das langsame Laden von Elektrofahrzeugen sicherzustellen. Für aktuelle Echtzeitdaten und die Steuerung der Lasten ist ein intelligentes Messsystem notwendig. Sofern zum jeweiligen Zeitpunkt selbst Strom erzeugt wird, kann dieser zusätzlich zum reduzierten Netzbezug genutzt werden. Andere Anlagen sind von dieser Regelung nicht betroffen, sodass deren Leistung nicht limitiert wird. Die netzorientierte Steuerung darf eingesetzt werden, solange eine Gefährdungs- oder Störungssituation besteht. Der Netzbetreiber ist verpflichtet diese Maßnahmen zu dokumentieren und transparent zu veröffentlichen. Alle neu installierten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen müssen verpflichtend an der netzorientierten Steuerung teilnehmen, hingegen ist nun eine Ablehnung des Netzzuschlusses aus Kapazitätsgründen durch den Netzbetreiber ausgeschlossen. Als Ausgleich erhalten die Betreiber solcher Anlagen eine Netzentgeltreduzierung.

## 6 Leistungstarif

In Österreich wird der Großteil der Netzkosten für Verbraucher im Niederspannungsnetz aktuell über die Arbeitskomponente (gemessen in kWh) berechnet, während die

Leistungskomponente (gemessen in kW) bisher nur vereinzelt berücksichtigt wird. Obwohl Smart Meter die technische Möglichkeit bieten, sowohl den Energieverbrauch als auch die Leistungsspitzen exakt zu erfassen, erfolgt entsprechend der Systemnutzungsentgelte-Verordnung derzeit in der Regel lediglich eine pauschale Verrechnung der Leistungskomponente [25,26].

Mit dem derzeitigen Verrechnungssystem ist bis 2030 eine Verdoppelung der Netzentgelte möglich [27,28]. Daher wird bereits seit längerer Zeit über eine Neugestaltung der Netzentgelte diskutiert, die auch durch den EIWG-Entwurf ermöglicht worden wäre [21,25,29]. Dementsprechend sollte eine Leistungsmessung und -verrechnung für alle Netzbürger, einschließlich jener auf Netzebene 7, eingeführt werden. In Kombination mit der standardmäßigen Auslesung der Werte im Viertelstundenintervall soll eine gerechtere Verteilung der Netzkosten ermöglicht und Verbraucher verursachungsgerecht belasten werden. Netznutzer mit höheren Leistungsspitzen würden dadurch im Vergleich einen höheren Beitrag zahlen, andere hingegen entlastet werden [25,27,28].

## 7 Conclusio

Die Integration von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge stellt das Niederspannungsnetz vor zunehmende Herausforderungen. Der steigende Leistungsbedarf und die gleichzeitige, witterungsabhängige Einspeisung erfordern ein flexibleres und intelligenteres Netzmanagement. Der Ausbau erneuerbarer Energien ist politisch erwünscht, was sich in den jüngst novellierten EU-Richtlinien und den nationalen Gesetzen widerspiegelt. Gleichzeitig stößt der Netzausbau auf zeitliche und finanzielle Hürden, wodurch alternative Maßnahmen wie flexible Netzzuschlussverträge mit einer Drosselung von Einspeisung und Verbrauch genutzt werden. Der Einsatz von Leistungstarifen ermöglicht eine verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten und schafft Anreize für ein netzdienliches Verhalten. Dennoch bleibt der Netzausbau langfristig unverzichtbar, um die steigenden Anforderungen durch neue Lasten und dezentrale Erzeuger bewältigen zu können.

## Danksagung

*This research is supported by the research project ProSeCo which is funded by the CETPartnership, the European Partnership under Joint Call 2022 for research proposals, co-funded by the European Commission (GA No 101069750) and with the funding organizations listed on the CETPartnership website.*

## Literatur

- [1] *E-Control*, Jahresbericht Erhebung Netzanschluss 2024 – Berichtszeitraum 2023, <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Erhebung-Netzanschluss-Jahresbericht-2024.pdf> (zuletzt abgerufen am 04.02.2025).
- [2] *ORF.at*, Zu viel Strom: Einspeisestopp für PV-Anlagen, 05.12.2023, <https://ooe.orf.at/stories/3235337/> (zuletzt abgerufen am 04.02.2025).
- [3] (EU-)Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen idF RL 2023/2413.
- [4] (österr) Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - EAG) BGBI I 150/2021 idF BGBI I 123/2024.

- [5] *Cejka*, „Energiewenderecht: Rechtliche Entwicklungen zum Ersatz fossiler Energiequellen in Richtung Klimaneutralität“, 18. Symposium Energieinnovation (EnInnov), 2024.
- [6] *Katalan, Jantscher*, "Verschlechterungsverbot und Verbesserungsgebot im Lichte der EU-Notfallverordnung und der RED III", RdU - Recht der Umwelt, Manz, 2024/7.
- [7] *Stangl*, „Energierechtswende jetzt! Schubkraft durch EIWG, EABG & Co“, RdU - Recht der Umwelt, Manz, 2024/36.
- [8] *Cejka*, „Neue rechtliche Maßnahmen zur Förderung des Photovoltaikausbau“, immolex - Fachzeitschrift für Wohn- und Immobilienrecht, Manz, 2024/88.
- [9] (EU-)Richtlinie 2024/1275 über die Gesamtenergieeffizienz in Gebäuden.
- [10] (EU-)Verordnung 2023/1804 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe.
- [11] *Statistik Austria*, Kfz-Neuzulassungen.
- [12] (EU-)Verordnung 2019/631 zur Festsetzung von CO2-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge idF VO 2023/851.
- [13] *Cejka*, „Elektromobilität "fit für 55"“, ZVR - Zeitschrift für Verkehrsrecht, Manz, 2024/5.
- [14] *Cejka*, „Aktuelle rechtliche Maßnahmen zur Förderung der Elektromobilität“, ZVR - Zeitschrift für Verkehrsrecht, Manz, 2024/164.
- [15] (österr) Bundesgesetz über die erneuerbare Wärmebereitstellung in neuen Baulichkeiten (Erneuerbare-Wärme-Gesetz - EWG) BGBI I 8/2024.
- [16] *Cejka*, "Data Management in energy communities", 11. Symposium Communications for Energy Systems (ComForEn), 2021.
- [17] (EU-)Richtlinie 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt idF RL 2024/1711.
- [18] (österr) Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 - EIWOG 2010) BGBI I 110/2010 idF BGBI I 145/2023.
- [19] (österr) Verordnung, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung - IME-VO) BGBI II 138/2012 idF BGBI II 9/2022.
- [20] *Cejka*, „Vorschläge für Datenschutz und Privatsphäre bei Smart Metern und deren Umsetzung im österreichischen Recht“, Jusletter IT, 2017.
- [21] (österr) Ministerialentwurf 310/ME XXVII.GP betreffend Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – EIWG) [und weitere Gesetze] erlassen werden [...] samt Erläuterungen.
- [22] (dt) Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen - Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBI. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBI. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist.

- [23] (dt) Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) - Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 23. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 448) geändert worden ist.
- [24] *Kaiser*, „Elektrizitätswirtschaftsgesetz - Technische Kernelemente aus Sicht der Regulierungsbehörde“, Fachveranstaltung EIWG, E-Control, 13.02.2024, [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/20240213-04\\_Sven-Kaiser\\_korr.pdf](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/20240213-04_Sven-Kaiser_korr.pdf) (zuletzt abgerufen am 04.02.2025).
- [25] *Fürst, Emberger*, „Tarife neu - Auswirkungen des EIWG-Entwurfs auf die Systemnutzungsentgelte“, Fachveranstaltung EIWG, E-Control, 13.02.2024, [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/20240213-05\\_Karin-Emberger-Norbert-Fuerst.pdf](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/20240213-05_Karin-Emberger-Norbert-Fuerst.pdf) (zuletzt abgerufen am 04.02.2025).
- [26] (österr) Verordnung, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 - SNE-V 2018) BGBl II 398/2017 idF BGBl II 370/2024.
- [27] *Urbantschitsch*, „Die Netzentgelte – sind diese noch gerecht?“, Fachveranstaltung „Netzentgelte – quo vadis?“, E-Control, 21.10.2024, [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/eca-fachveranstaltung-netzentgelte-quo-vadis-01\\_wolfgang\\_urbantschitsch.pdf](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/eca-fachveranstaltung-netzentgelte-quo-vadis-01_wolfgang_urbantschitsch.pdf) (zuletzt abgerufen am 04.02.2025).
- [28] *Tölgyes*, „Die Netzentgelte aus Sicht der Konsument:innen“, Fachveranstaltung „Netzentgelte – quo vadis?“, E-Control, 21.10.2024, [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/eca-fachveranstaltung-netzentgelte-quo-vadis-02\\_Toelgyes.pdf](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/eca-fachveranstaltung-netzentgelte-quo-vadis-02_Toelgyes.pdf) (zuletzt abgerufen am 04.02.2025).
- [29] *E-Control*, Tarife 2.1, <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/tarife-2-1> (zuletzt abgerufen am 04.02.2025).