

CLIMATE CHANGE

51/2024

Kurzbericht

Verteilung der Netzkosten der Energiewende

Darstellung möglicher Ansätze einer fairen Netzkostenverteilung

von:

Moritz Vogel, Prof. Dr. Dierk Bauknecht, Kaya Dünzen
Öko-Institut, Freiburg

Dr. Tobias Klarmann, Dr. Johannes Hilpert
Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg

Herausgeber:
Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 51/2024

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz

Forschungskennzahl 3722 43 501 0

FB001595

Kurzbericht

Verteilung der Netzkosten der Energiewende

Darstellung möglicher Ansätze einer fairen
Netzkostenverteilung

von

Moritz Vogel, Prof. Dr. Dierk Bauknecht, Kaya Dünzen
Öko-Institut, Freiburg

Dr. Tobias Klarmann, Dr. Johannes Hilpert
Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Öko-Institut e.V.
Merzhauser Str. 173
79100 Freiburg

Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg

Abschlussdatum:

September 2024

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Max Werlein, Matthias Futterlieb

Publikationen als pdf:

DOI: <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7531>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Januar 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen*Autoren.

Kurzbeschreibung: Verteilung der Netzkosten der Energiewende

Das vorliegende Papier thematisiert heutige regionale Unterschiede der Stromnetzentgelte und wie diese durch eine Reform der Netzentgelte fairer verteilt werden können. Ausgangspunkt ist der aktuelle Beschluss der Bundesnetzagentur zum Ausgleich jener Netzkosten, die auf den Anschluss von ErneuerbareEnergienAnlagen zurückzuführen sind. Dieses Modell stellt zwar einen ersten Schritt hin zu einer sachgerechten Verteilung der Netzkosten für die EE-Integration dar, es folgt jedoch die Frage:

Wie kann der nächste Schritt einer Netzentgeltreform aussehen, der noch umfassender auf eine sachgerechte Kostenverteilung der für die Energiewende benötigten Netzinfrastuktur abzielt?

Um dem nachzugehen, werden drei Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Netzentgeltstruktur vorgestellt. Diese werden in Bezug auf ihre Eignung betrachtet eine sachgerechte Entgeltverteilung herzustellen und inwieweit sie rechtlich umsetzbar sind.

Das Papier kommt basierend auf den Erkenntnissen von Kapitel 3 zu dem Schluss, dass aufbauend auf der von der Bundesnetzagentur beschlossenen Entlastung bestimmter Netzentgeltregionen der Schritt hin zu bundeseinheitlichen Entgelten erfolgen sollte. Denn bundeseinheitliche Netzentgelte adressieren nachhaltig die sachgerechte Verteilung der Netzkosten, und auch rechtlich sind sie implementierbar.

Abstract: Distribution of the grid costs of the energy transition

The present paper addresses the current regional differences in electricity grid charges and how these could be distributed more fairly through a reform. This paper's starting point is the current decision of the Federal Network Agency (Bundesnetzagentur) to redistribute the grid costs associated with the connection of renewable energies to the electricity grid. Although this model is a first step towards the appropriate distribution of the grid costs for renewable energy integration, it raises the following question:

What could the next step of a grid charge reform look like aiming comprehensively at an appropriate distribution of grid infrastructure costs of the energy transition?

To explore this, three potential models for raising grid charges are presented. These are evaluated based on their suitability for establishing an appropriate distribution of grid costs and the extent to which they are legally feasible.

Based on the findings in Chapter 3, the paper concludes that, subsequently to the Federal Network Agency's adopted model, the next step should be the introduction of uniform national grid charges. Uniform national grid charges would sustainably address the appropriate distribution of grid costs, and they are also legally implementable.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis.....	7
Abkürzungsverzeichnis.....	8
Zusammenfassung.....	9
Summary.....	10
1 Einleitung.....	11
2 Status Quo der regionalen Verteilung der Netzentgelte.....	13
3 Netzentgeltreformen für eine sachgerechte Verteilung der Netzkosten.....	16
3.1 Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von EE-Anlagen.....	16
3.2 Möglichkeiten einer Weiterentwicklung.....	20
3.2.1 Bundeseinheitliche Netzentgelte.....	20
3.2.2 Einspeisenentgelte (G-Komponente).....	26
3.2.3 Transformationsgekoppelte Netzentgelte.....	27
4 Rechtliche Umsetzbarkeit.....	36
4.1 Relevanter Rechtsrahmen: (nur) EU-Recht.....	36
4.2 Anwendungsbereich: Der weite Netzentgeltbegriff im EU-Recht.....	36
4.3 Unionsrechtliche Vorgaben für die Netzentgelte.....	37
4.3.1 Die zentralen Tarifgrundsätze: Kostenorientierung, Diskriminierungsverbot, Transparenz und Effizienz.....	37
4.3.2 Ergänzende Regulierungsziele und Rechtfertigungsmöglichkeiten.....	37
4.3.3 Grenzen der Rechtfertigung von (Un-)Gleichbehandlungen.....	38
4.4 Einschätzungen zur rechtlichen Umsetzbarkeit der Reformvorschläge.....	38
4.4.1 Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von EE-Anlagen.....	38
4.4.2 Bundeseinheitliche Netzentgelte.....	39
4.4.3 Einspeisenentgelte (G-Komponente).....	41
4.4.4 Transformationsgekoppelte Netzentgelte.....	42
5 Fazit.....	44
6 Quellenverzeichnis.....	45

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für die Jahre 2020 (links) und 2023 (rechts).....	14
Abbildung 2:	Transformationsbeitrag TB3 (Installierte WEA-Leistung pro Einwohner*in) in Verbindung mit Benchmarking-Methode kombiniert mit der Netzentgeltverteilung NEG	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Strukturelle Ursachen für regionale Unterschiede der Verteilnetzentgelte	13
Tabelle 2:	Brutto-Entlastung in den einzelnen Bundesländern	17
Tabelle 3:	Auswirkungen auf die Netzentgelte einzelner Netzbetreiber – Auszug	18
Tabelle 4:	Anzahl der Verteilnetzbetreiber in EU-Mitgliedsstaaten, in denen Ausgleichzahlungen zwischen Verteilnetzbetreibern realisiert werden	22
Tabelle 5:	Mögliche Indikatoren des Ist-Transformationsbeitrags eines Netzgebiets.....	29

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur
EBM-VO	Energiebinnenmarkt-Verordnung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EKZ	Erneuerbare-Energien-Kennzahl
EMD	Electricity Market Design/Energiemarktdesign
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EuGH	Europäischer Gerichtshof
GW	Gigawatt
kWh	Kilowattstunde
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TB	Transformationsbeitrag
TWh	Terrawattstunden
TG	transformationsgekoppelt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WindBG	Windflächenbedarfsgesetz

Zusammenfassung

Das vorliegende Papier *Verteilung der Netzkosten der Energiewende* thematisiert heutige regionale Unterschiede der Stromverteilnetzentgelte in Deutschland (Bundesnetzagentur 2023c) und wie diese durch eine Reform die Netzkosten sachgerecht (sowohl hinsichtlich der EE-Integrationskosten als auch der Kosten der Energiewendeinfrastruktur insgesamt) verteilt werden können. Dies ist besonders im Sinne des Verbraucherschutzes notwendig, um sozialen Verwerfungen vorzubeugen (Deutscher Ethikrat 2024), welche die Umsetzung der Energiewende gefährden könnten.

Ausgangspunkt dieses Papiers ist ein aktueller Beschluss der Bundesnetzagentur zum Ausgleich von Mehrkosten aus der Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen in das Stromnetz (Bundesnetzagentur 2024b). Dieser ist ein erster Schritt hin zu einer sachgerechten Verteilung der EE-Integrationskosten der Energiewende. Auf diesen folgt allerdings die Frage:

Wie müssen die Netzentgelte weiterentwickelt werden, um die gesamten Kosten der für die Energiewende notwendigen Netzinfrastruktur sachgerecht zu verteilen?

Um dieser Frage nachzugehen, werden drei Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Netzentgelte vorgestellt:

- ▶ Bundeseinheitliche Netzentgelte
- ▶ Netzentgelte für Einspeiser
- ▶ Transformationsgekoppelte Netzentgelte

Diese wurden in Bezug auf ihre Eignung betrachtet, eine sachgerechte Verteilung der Kosten der Energiewende-Netzinfrastruktur herzustellen und inwieweit sie rechtlich umsetzbar sind.

Wie in Kapitel 3 dargestellt, sollte schließlich aufbauend auf der Einführung des Modells der Bundesnetzagentur der Schritt hin zu bundeseinheitlichen Entgelten erfolgen. Denn diese adressieren nachhaltig regionale Ungleichheiten und entschärfen Netzentgelte als Politikum.

Summary

This paper *distribution of the energy transitions grid costs* addresses current regional differences in electricity distribution grid fees in Germany (see Bundesnetzagentur 2023c) and how grid costs can be distributed more fairly through a reform. This is particularly necessary in terms of consumer protection in order to prevent social distortions (Deutscher Ethikrat 2024) that could jeopardise the energy transition.

The starting point for this paper is the Federal Network Agency's current resolution to compensate for additional costs arising from the integration of renewable energy systems into the electricity grid (Bundesnetzagentur 2024a). This resolution represents a first step towards a fair distribution of grid costs. However, this gives rise to the question:

How must the grid fees be further developed in order to properly distribute the total costs of the grid infrastructure required for the energy transition?

In order to address this question, three options for further developing the grid fee structure were presented:

- ▶ Uniform national grid charges
- ▶ Grid charges for feed-in
- ▶ Transformation-linked grid charges

These were analysed in terms of their suitability for establishing a fair distribution of grid costs and the extent to which they are legally feasible.

It can be concluded from chapter 3 of this report that the introduction of the Federal Network Agency's model should be followed by a step towards uniform nationwide grid charges, because these address regional inequalities in the long term and defuse grid fees as a political issue.

1 Einleitung

Deutschland hat sich ambitionierte Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) gesetzt. Bis zum Jahr 2030 soll basierend auf § 4 des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023)¹ die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf 115 GW und von Solaranlagen auf 215 GW ansteigen. Der Anschluss dieser neuen Kraftwerke stellt auch für die Stromnetze eine große Herausforderung dar. Insbesondere für die Verteilnetze, die lange nur die Aufgabe hatten, Strom von den Übertragungsnetzen hin zu Verbraucher*innen zu transportieren. Heute kehrt sich dieser Lastfluss immer öfter um: Strom von erneuerbaren Kraftwerken muss aus dem Verteilnetz wegtransportiert werden, um andere Verbraucher*innen zu versorgen. Die Netze sind dafür nicht immer ausgelegt.

Stromnetzausbau und -betrieb erzeugen Kosten, die über die Netzentgelte als Teil der Endverbraucherstrompreise finanziert werden. Ein Treiber dieser Kosten ist der Anschluss erneuerbarer Energien an Stromverteilnetze, denn durch ihre technischen Eigenschaften werden Windenergieanlagen und Solaranlagen fast ausschließlich an die Verteilnetze und zu großen Teilen auch an die Niederspannung angeschlossen (Bundesnetzagentur 2021b; Mitnetz Strom und E-Bridge 2016). So wurden im Jahr 2019 54 % der PV-Anlagen auf der Niederspannungsebene angeschlossen, während lediglich 5 % der Anschlüsse auf der Hochspannungsebenen erfolgte (Bundesnetzagentur 2021b). Laut Angaben der Bundesnetzagentur (2021b) steigt die angeschlossene Leistung auf den Spannungsebenen des Verteilnetzes sowohl für Windenergie als auch für PV stetig an – ein Trend, der sich weiter fortsetzen wird (Bundesnetzagentur 2023a). Die Netze müssen entsprechend ertüchtigt werden. Die damit verbundenen Kosten werden heute von den Verbraucher*innen in den entsprechenden Verteilnetzgebieten getragen, obwohl vom Ausbau der klimaneutralen, günstigen erneuerbaren Energien alle Verbraucher*innen profitieren. Dies führt bereits jetzt zu einem problematischen verteilungspolitischen Zustand bei der Höhe der Netzentgelte, siehe Kapitel 2. Diese Entwicklung wird sich mit voranschreitendem Ausbau erneuerbarer Energien verstärken.

Unter anderem deshalb kommt es heute innerhalb Deutschlands bereits zu großen regionalen Unterschieden in der Höhe der gezahlten Stromnetzentgelte und zu einer ungerechten Kostenverteilung. Dies macht Netzentgelte zu einem fortlaufenden Politikum und birgt die Gefahr einer Verschärfung sozialer Verwerfungen und Konflikte (Deutscher Ethikrat 2024). Somit gefährdet dies auch die Umsetzung der Energiewende und damit das Ziel, die Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen. Um diesen Zustand zu adressieren ist eine sachgerechte Verteilung der Netzkosten notwendig. Eine sachgerechte Verteilung bezieht sich im Sinne der Bundesnetzagentur auf die gesellschaftliche Finanzierung von EE-Integrationskosten (Bundesnetzagentur 2023b). Das Verständnis einer sachgerechten Verteilung in diesem Papier geht jedoch einen Schritt weiter und umfasst die gesamten Kosten der Energiewende-Netzinfrastruktur. Dies bedeutet, dass Verbraucher*innen die Netzkosten des Gesellschaftsprojekts Energiewende gemeinschaftlich tragen. So wird vermieden, dass Einzelne einen überproportional hohen Anteil der Lasten der Energiewende tragen.

Die Bundesnetzagentur schlug im Jahr 2023 ein Verteilungsmodell für EE-bedingte Ausbaukosten vor, um dadurch Regionen mit besonders hohen Netzentgelten zu entlasten (Bundesnetzagentur 2023b). 2024 wurde dieses Verteilungsmodell in einem Festlegungsentwurf konkretisiert (Bundesnetzagentur 2024a) und schließlich beschlossen (Bundesnetzagentur 2024b). Allerdings werden mit diesem Modell erhebliche regionale

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist.

Unterschiede zwischen Netzgebieten fortbestehen und die Sachgerechtigkeit hinsichtlich der Kosten der Energiewende-Netzinfrastruktur insgesamt würde nicht erreicht. Folglich stellt sich die Frage, was auf das beschlossene Modell der Bundesnetzagentur folgen könnte.

Es sind verschiedene Ansätze denkbar, durch die Verteilnetzentgelte sachgerechter gestaltet werden können. Ausgeklammert werden hier zeitvariable Netzentgelte, da dieses Papier auf die regionale Verteilung der Netzkosten fokussiert, was unabhängig von einer zeitlichen Variation geschehen kann.

Bei den in diesem Papier betrachteten Ansätzen handelt es sich um:

- ▶ Bundeseinheitliche Netzentgelte
- ▶ Einspeisenetzentgelte
- ▶ Transformationsgerechte Netzentgelte

Diese werden im vorliegenden Papier dargestellt und es werden Argumenten für und gegen deren Einführung präsentiert (Kapitel 3). Abschließend erfolgt eine rechtliche Einordnung ihrer Umsetzbarkeit (Kapitel 4).

2 Status Quo der regionalen Verteilung der Netzentgelte

Netzentgelte dienen der Finanzierung von Ausbau und Betrieb der Stromnetze und sind Teil des Endkundenstrompreises. Grundlage für die Ermittlung der Netzentgelte ist die Anreizregulierungsverordnung (ARegV)², auf deren Basis die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden die Kosten des Netzbetriebs der einzelnen Netzbetreiber ermitteln (Bundesnetzagentur 2017). Diese Kosten gehen in einen Effizienzvergleich ein und sind schließlich als genehmigte Kosten die Grundlage für die Ermittlung der Netzentgelte (Bundesnetzagentur 2021a) mithilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion aus Anlage 4 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)³. Diese bestimmt in Abhängigkeit der Jahresbenutzungsdauer eines*iner Netznutzers*Netznutzerin den Beitrag zur Jahreshöchstlast einer Netzebene (Projekträger Jülich 2024). Entsprechend diesem Beitrag werden Netzkosten zugeordnet und Netzentgelte bestimmt.

Netzentgelte können in Entgelte für Übertragungsnetze und Verteilnetze unterteilt werden. Die Übertragungsnetzkosten werden seit 2023 basierend auf § 14a StromNEV gleichmäßig auf alle Anschlussnehmer verteilt, wodurch es auf dieser Ebene keine regionalen Netzentgeltunterschiede mehr gibt. Verteilnetzentgelte werden hingegen für alle Netzgebiete einzeln ermittelt. Sie weisen mitunter hohe regionale Unterschiede auf.

Die Kosten des Netzbetreibers und die Auslastung der Netze sind ausschlaggebend für die Höhe der Netzentgelte. Allerdings können auch andere insbesondere strukturelle Faktoren die Netzentgelte beeinflussen und zu den heute sichtbaren regionalen Unterschieden zwischen den Verteilnetzgebieten führen (Bundesnetzagentur 2023c). Diese sind in der folgenden Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Strukturelle Ursachen für regionale Unterschiede der Verteilnetzentgelte

Faktor	Beschreibung
Auslastung der Netze ⁴	Verteilnetze wurden bspw. in den neuen Bundesländern sehr großzügig dimensioniert und sind deshalb teilweise nicht genügend ausgelastet. Entsprechend hohe spezifische Kapitalkosten müssen durch die Verbraucher*innen vor Ort finanziert werden.
Besiedlungsdichte ⁴	In dünn besiedelten Gebieten werden die Netzkosten auf wenige Netznutzer*innen verteilt. Kapitalkosten müssen durch wenige Verbraucher*innen finanziert werden.
Unterschiedlich hohe Kosten des Engpassmanagement ⁴	In Netzgebieten mit unzureichenden Netzkapazitäten fallen höhere Kosten des Engpassmanagements an. Diese werden durch die dortigen Verbraucher*innen alleine getragen.
Alter der Netze ⁴	Ältere Netze mit geringen Restwerten führen zu geringeren Netzkosten als neue Netze. Da weniger Netzkosten finanziert werden müssen, sinken die Netzentgelte.

² Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

³ Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

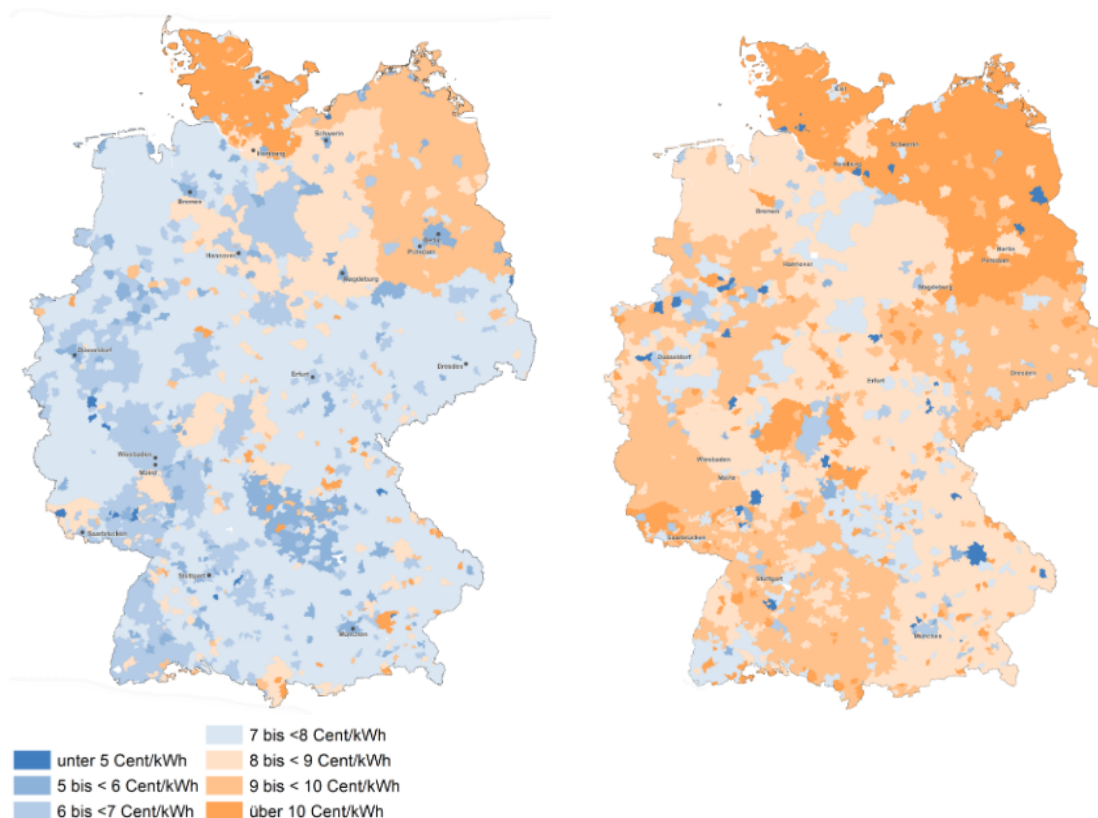
⁴ Basierend auf (Bundesnetzagentur 2023c).

Faktor	Beschreibung
(Versorgungs-)Qualität der Netze ⁴	Diese hat über das Qualitäts-Element einen direkten Einfluss auf die Erlösbergrenze und kann bei zuverlässigem Betrieb einen Aufschlag auf die Netzentgelte bedeuten. Andersherum ergibt sich ein Abschlag, wenn die Qualität des Netzbetriebs gering ausfällt (Bundesnetzagentur o. D. b).
EE-bedingter Ausbau ⁵	Die Anschlussleistung erneuerbarer Energien übersteigt die Kapazität des Netzes, was einen EE-bedingten Ausbau notwendig macht und die Netzkosten erhöht (Bundesnetzagentur 2023b).
Ausbau durch Anschluss neuer Verbraucher ⁶	Durch den Anschluss neuer Verbraucher, wie Wärmepumpen oder batterieelektrische-Fahrzeuge, kann ein Netzausbau notwendig werden, da die vorhandene Netzkapazität nicht ausreicht, um alle Verbraucher*innen zu versorgen.

Quelle: Bundesnetzagentur (2023c)

Ein Blick auf die aktuellen Netzentgelt-niveaus in Abbildung 1 zeigt, dass es zwischen Netzgebieten tatsächlich große Unterschiede gibt.

Abbildung 1: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für die Jahre 2020 (links) und 2023 (rechts)



Quellen: Bundesnetzagentur (2021a), Bundesnetzagentur (2023c)

⁵ Basierend auf (Bundesnetzagentur 2023b).

⁶ Von den Autor*innen ergänzt.

In der Abbildung zeigt dunkelblau besonders niedrige Netzentgelte von unter 5 Cent/kWh an. Dunkelorange zeigt hingegen besonders hohe Netzentgelte von über 10 Cent/kWh. Von 2020 bis 2023 zeigt sich ein breiter Anstieg der Entgelte. Die bundesdurchschnittlichen Netzentgelte für Haushalte sind von 7,5 Cent/kWh in 2020 auf 9,3 Cent/kWh in 2023 gestiegen (Bundesnetzagentur 2021a; 2023c). Bereits 2017 konnte der entgeltsteigernde Effekt der Netzintegration erneuerbarer Energien beobachtet werden (Consentec und Fraunhofer ISI 2018). Mit voranschreitendem Ausbau erneuerbarer Energien treiben diese mehr und mehr die Netzkosten, weshalb Ausgleichsmechanismen vorgeschlagen wurden (Consentec 2021).

Besonders ländliche Netzgebiete mit großer Fläche (Consentec 2021) und einer geringen Zahl an Verbraucher*innen wie Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Brandenburg sind von einem Anstieg der Netzentgelte betroffen. Diese Länder führen die Rangliste mit den durchschnittlich höchsten Netzentgelten an. Die Netzentgelte lagen hier 2023 bei 11,65 Cent/kWh (Mecklenburg-Vorpommern), 12,15 Cent/kWh (Schleswig-Holstein) und 12,45 Cent/kWh (Brandenburg). In allen anderen Bundesländern mit Ausnahme der Stadtstaaten bewegen sich die Netzentgelte zwischen 7,82 Cent/kWh (Bayern) und 9,4 Cent/kWh (Saarland) (Bundesnetzagentur 2023c).

Für Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Schleswig-Holstein lässt sich feststellen, dass diese mit zusammen 9 % der Bevölkerung Deutschlands (Statistisches Bundesamt 2024) 33 % des Ausbaus der Windenergie und Freiflächen-Solaranlagen tragen (Bundesnetzagentur 2024c). Der in diesen Bundesländern schneller voranschreitende Ausbau erneuerbarer Energien, der damit verbundene notwendige Netzausbau und die geringe Zahl an Einwohnenden führt zu erhöhten Netzentgelten in diesen Regionen. Darauf weist auch die Bundesnetzagentur hin: Besonders in Norddeutschland schreitet der Ausbau der Windenergie stark voran. In ländlichen Regionen hingegen findet ein Ausbau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen überproportional statt (Bundesnetzagentur 2024a). Auch kommt es insbesondere in Schleswig-Holstein und Brandenburg vermehrt zu Redispatchmaßnahmen (Bundesnetzagentur 2023c). Die damit verbundenen Entschädigungszahlungen erhöhen wiederum die Netzentgelte der betroffenen Netzgebiete dieser Bundesländer (Bundesnetzagentur 2017).

In diesen Ländern schultern Bürger*innen pro Kopf somit mehr Netzkosten der EE-Integration als in anderen Bundesländern und sind darüber hinaus mit einem erhöhten Auftreten der Anlagen in der Landschaft konfrontiert. Vom Verbrauch des EE-Stroms profitieren hingegen alle deutschen Verbraucher*innen, wodurch hier nicht von einer sachgerechten, gleichen Lastenverteilung gesprochen werden kann.

3 Netzentgeltreformen für eine sachgerechte Verteilung der Netzkosten

Der von der Bundesnetzagentur gemachte Vorschlag zur „sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“ (Bundesnetzagentur 2023b) adressiert die oben dargestellte Ungleichverteilung der Netzentgelte durch die Integration erneuerbarer Energien. Im Mai 2024 konkretisierte die Bundesnetzagentur diesen Vorschlag in einem Festlegungsentwurf (Bundesnetzagentur 2024a) und beschloss ihn im August 2024 (Bundesnetzagentur 2024b).

Dieses Modell stellt jedoch unseres Erachtens nur einen Zwischenschritt dar, in dem ein Teil der Netzkosten neu verteilt wird. Da der Um- und Ausbau der Stromnetze ein zentraler Bestandteil der Energiewende ist, kann argumentiert werden, dass nicht nur die EE-getriebenen Ausbaukosten neu verteilt werden sollten, sondern generell Kosten, die für den Ausbau und den Betrieb der Netze auftreten. In diesem Kapitel möchten wir aufzeigen, welche weiteren Schritte auf das Modell der Bundesnetzagentur folgen können. Dafür wird zunächst das Modell der Bundesnetzagentur vorgestellt und anschließend weitere mögliche Reformoptionen.

3.1 Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von EE-Anlagen

Das von der Bundesnetzagentur im August 2024 beschlossene Netzentgeltmodell adressiert das Problem der ungleichen Verteilung der Netzausbaukosten, die durch die Integration erneuerbarer Energien entstehen:

„Während die Energiewende eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe ist und die hiermit einhergehenden Investitionen in die Netze auch zum Transport der Energie hin zu den Übertragungsnetzen für eine Vermarktung in nationalen und europaweiten Elektrizitätsmärkten der allgemeinen und möglichst CO₂-armen Deckung des Energiebedarfs dient, verteilen sich die daraus resultierenden Kosten aktuell jedoch nicht gleichmäßig auf alle Netznutzer bundesweit.“ (Bundesnetzagentur 2024b, S. 6)

So sollen Verteilnetzgebiete entlastet werden, deren Ausbau und somit Netzkosten durch den Ausbau von EE getrieben werden. Hierfür werden in diesen Netzen Mehrkosten aus der Integration von EE ermittelt und diese gleichmäßig auf alle deutschen Netznutzer*innen verteilt.

Zur Ermittlung besonders betroffener Verteilnetzbetreiber (VNB) definiert die Bundesnetzagentur die so genannte „Erneuerbare-Energien-Kennzahl“ (EKZ), die für jede Netz- und Umspannebene eines VNBs ermittelt werden muss. Diese besteht aus den folgenden Parametern:

- ▶ A - dem Parameter der installierten Leistung erneuerbarer Energien der Netzebene und aller eigenen nachgelagerten Netzebenen, erhöht um die zeitungleiche maximale Rückspeiselaast aller fremden, nachgelagerten Netzebenen in die Netzebene und reduziert um die maximale abgeregelte Leistung der Netzebene im Kalenderjahr t-2.
- ▶ B - dem Parameter der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Netzebene des Kalenderjahres t-2.

Die EKZ ergibt sich, indem der Parameter A durch Parameter B geteilt wird.

Übersteigt die EKZ den zu diesem Zwecke rechnerisch ermittelten Schwellenwert von 2, ist von einem erzeugungsseitig getriebenen Netzausbau auszugehen und das Netzgebiet qualifiziert sich für eine Wälzung der EE-bedingten Mehrkosten des Netzausbaus. Dabei gilt: Je höher die EKZ

desto höher der Teil der wälzungsfähigen Mehrkosten. Die EKZ wird dann zur Berechnung des Anteils der wälzungsfähigen Mehrkosten jeder Netz- und Umspannebene eingesetzt. Dieser wird schließlich mit den Kosten der jeweiligen Netz- oder Umspannebene exklusive der intern gewälzten Mehrkosten und dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten multipliziert. Grundlage für diese Berechnung ist die SMARD-Datenbank⁷ der Bundesnetzagentur.

Die errechneten wälzungsfähigen Kosten werden schließlich mit einem Korrekturfaktor von 0,9 korrigiert. Dieser Faktor dient dazu, Unschärfen bei der Ermittlung der EE-bedingten Mehrkosten zu berücksichtigen. Denn die vereinfachte Methodik der EE-Mehrkostenermittlung kann etwa nicht garantieren, dass der kostensteigernde Einfluss anderer Faktoren auf die ermittelten Mehrkosten isoliert wird (Bundesnetzagentur 2024a). In Summe ergeben die wälzungsfähigen Kosten der Netz- und Umspannebenen einen Wälzungsbetrag.

Nachdem für alle VNB die Wälzungsbeträge ermittelt wurden, werden diese an den jeweiligen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) übermittelt. Diese erstatten den VNB die übermittelten Kosten und können diese über den Mechanismus der § 19 Abs. 2 StromNEV gegenüber den Netznutzer*innen gesammelt als „Aufschlag für besondere einspeiseseitige Netznutzung“ (Bundesnetzagentur 2024b, S. 4) abrechnen. Der Mechanismus des § 19 Abs. 2 StromNEV hat originär die Aufgabe, die Entlastung von Großverbrauchern mit atypischer Netznutzung oder einer besonders hohen Zahl an Benutzungsstunden zu finanzieren. Nun soll dieser auch zur Finanzierung der Umlage der EE-bedingten Mehrkosten zum Einsatz kommen. Die Umlagebeträge beider Mechanismen sind getrennt auszuweisen.

Die Bundesnetzagentur hat ihr Modell beispielhaft auf die Netzkosten des Jahres 2023 angewendet (Bundesnetzagentur 2023b). Dabei wäre es in Netzgebieten, deren Kosten besonders stark durch einen EE-bedingten Netzausbau getrieben sind, zu Entlastungen von brutto 1,55 Milliarden Euro gekommen. Es handelt sich dabei um Brutto-Entlastungen, da auch entlastete Regionen an der Finanzierung der Kosten über die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage beteiligt werden. Durch die Wälzung dieses Betrags würde die Umlage im Jahr 2024 von 0,403 Cent/kWh auf 1,008 Cent/kWh ansteigen. Für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a würde dies eine jährliche Mehrbelastung von 21 Euro bedeuten, die einer jährlichen Entlastung von bis zu 192 Euro in den betroffenen Regionen gegenüberstünde (Bundesnetzagentur 2024d).

In der folgenden Tabelle sind die summierten Entlastungen der VNB nach Bundesländern dargestellt. Dabei werden besonders die Bundesländer Brandenburg, Bayern, Schleswig-Holstein und Sachsen-Anhalt entlastet. Für Mecklenburg-Vorpommern ergeben sich nur geringe Entlastungen. Denkbar ist, dass hier die Netzkosten durch andere Faktoren als den EE-Ausbau getrieben werden.

Tabelle 2: Brutto-Entlastung in den einzelnen Bundesländern

Bundesland	Wälzungsbetrag in Mio. Euro
Baden-Württemberg	32,8
Bayern	345,4
Berlin	-
Brandenburg	381,0
Bremen	0,1

⁷ Verfügbar unter <https://www.smard.de/home> (zuletzt geprüft am 12.06.2024)

Bundesland	Wälzungsbetrag in Mio. Euro
Hamburg	-
Hessen	11,6
Mecklenburg-Vorpommern	66,2
Niedersachsen	126,1
Nordrhein-Westfalen	21,1
Rheinland-Pfalz	1,8
Saarland	6,5
Sachsen ⁸	-
Sachsen-Anhalt	204,5
Schleswig-Holstein	319,7
Thüringen	31,9

Quelle: (Bundesnetzagentur 2024d).

In ihrer Veröffentlichung gibt die Bundesnetzagentur ebenso einen Überblick über mögliche Auswirkungen in einzelnen Netzgebieten. Diese Daten zeigen breite Unterschiede in der Höhe der Entlastung und sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Zwar kommt es durch diese Anpassung zu einer Annäherung der Netzentgelte zwischen Netzgebieten, jedoch bestehen regionale Unterschiede weiterhin fort. Dieses Modell beseitigt somit nicht die in der Einleitung genannten negativen Effekte für das gesellschaftliche Projekt der Energiewende.

Tabelle 3: Auswirkungen auf die Netzentgelte einzelner Netzbetreiber – Auszug

Netzbetreiber	Aktuelles Entgelt [Cent/kWh]	Nach Berücksichtigung des Wälzungsbetrags [Cent/kWh]	Rückgang ggü. aktuellem Entgelt [Cent/kWh]	Rückgang ggü. aktuellem Entgelt [%]
Avacon Netz GmbH	10,15	9,41	0,74	7,3 %
Bayernwerk Netz GmbH	8,62	6,87	1,75	20,3 %
Celle-Uelzen Netz GmbH	7,29	6,92	0,37	5,1 %
E.DIS Netz GmbH	14,08	8,84	5,24	37,2 %
ED Netze GmbH	7,63	7,45	0,18	2,4 %
Energie Waldeck-Frankenberg GmbH	8,19	7,57	0,62	7,6 %
energis-Netzgesellschaft mbH	10,67	10,16	0,51	4,8 %

⁸ "Merkliche mittelbare Entlastung wegen wälzungsberechtigten Netzbetreiber mit großem Netzgebiet auch in Sachsen, Sitz aber in Sachsen-Anhalt." (Bundesnetzagentur 2024d).

Netzbetreiber	Aktuelles Entgelt [Cent/kWh]	Nach Berücksichtigung des Wälzungsbetrags [Cent/kWh]	Rückgang ggü. aktuellem Entgelt [Cent/kWh]	Rückgang ggü. aktuellem Entgelt [%]
EWE Netz GmbH	8,05	7,33	0,72	8,9 %
FairNetz GmbH	9,20	9,20	0,00	0 %
Harz Energie Netz GmbH	8,74	8,73	0,01	0,1 %
LEW Verteilnetz GmbH	9,16	6,27	2,89	31,6 %
LSW Netz GmbH und Co. KG	8,51	8,47	0,04	0,5 %

Quelle: (Bundesnetzagentur 2023b)

Auch vor dem Hintergrund der sehr ambitionierten deutschen Ausbauziele nach § 4 EEG 2023 ist absehbar, dass das Modell der Bundesnetzagentur auf immer mehr Netzgebiete angewendet werden muss. So zeigen Möst et al. (2024), dass bei Erreichen der im EEG 2023 definierten Ziele in 2030 40 % sowie in 2040 60 % der Verteilnetzkosten gewälzt werden würden und bis auf städtische VNBs mit geringen EE-Potenzialen alle VNBs von dieser Regelung Gebrauch machen.

Weiter argumentieren Möst et al. (2024), dass es durch die Finanzierung von mehr als der Hälfte der Verteilnetzkosten über eine bundesweite Umlage zu einem Bruch mit dem Gebot der Verursachergerechtigkeit der Verteilnetzentgelte käme und so zu einer Annäherung zum Modell der bundeseinheitlichen Netzentgelte, die nach Ansicht der Autoren nicht diesem Gebot folgen. Dadurch, dass sich das Netzentgeltregime langfristig vom Gebot der Verursachergerechtigkeit entferne, wäre es auch möglich über gänzlich andere Netzentgeltmodelle zu diskutieren, die das heutige Modell ablösen.

Im Konsultationsverfahren der Bundesnetzagentur zum damaligen Festlegungsentwurf und nun beschlossenen Modell wurde von verschiedenen Organisationen geäußert, dass es langfristig zu einer Prüfung von Alternativen kommen solle. Dabei wurde unter anderem das Modell der bundeseinheitlichen Netzentgelte genannt:

Der Bundesverband Erneuerbare Energien begrüßt das Modell der BNetzA und nennt die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten als eine langfristige Lösung, die das Modell der BNetzA ablösen könnte (BEE 2024). Die Deutsche Umwelthilfe führt den auf Übertragungsebene eingesetzten Verteilmechanismus an und weist darauf hin, dass zu prüfen sei, ob die Einführung unterschiedlicher Mechanismen auf Übertragungs- und Verteilnetzebene der geeignete Weg ist (Deutsche Umwelthilfe 2024). Germanwatch verweist auch auf den weiteren EE-Ausbau und wirft die Frage auf, ob das Modell der Bundesnetzagentur dauerhaft zum Einsatz kommt oder einen Übergangscharakter hat. Germanwatch hält eine Prüfung der Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte für wichtig, die, schrittweise eingeführt, einen geringeren Aufwand und eine höhere Nachvollziehbarkeit haben (Germanwatch 2024). Auch die IHK Niedersachsen befürwortet die Prüfung von bundeseinheitlichen Netzentgelten als eine mögliche Alternative (IHK Niedersachsen 2024). Netze BW (2024) bezeichnet es als notwendig mittelfristig andere Wälzungsmechanismen zu erwägen. Einen möglichen Ansatz stellt der bereits auf Übertragungsebene eingeschlagene Weg bundeseinheitlicher Netzentgelte dar, dessen Umsetzbarkeit sie mit einem Gutachten zur Umsetzbarkeit bundeseinheitlicher Netzentgelte untermauern (Consentec 2024). Neben

verschiedenen Kritikpunkten sieht Netze BW es ebenso als problematisch an, dass durch die Wälzung über die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage insbesondere Haushalte belastet werden (Netze BW 2024). Auch die Verbraucherzentrale Bundesverband fordert die Prüfung einer Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte (Verbraucherzentrale Bundesverband 2024).

3.2 Möglichkeiten einer Weiterentwicklung

Im folgenden Kapitel werden drei weitere Netzentgeltreformen dargestellt, die weiter gehen als das von der Bundesnetzagentur beschlossene Modell. Für diese Alternativmodelle möchten wir begründen, wie gut oder weniger gut sie geeignet sind, um eine sachgerechte Verteilung der Netzkosten zu erreichen.

3.2.1 Bundeseinheitliche Netzentgelte

Bundeseinheitliche Netzentgelte heben die Unterschiede zwischen Netzentgelten der VNB auf. So werden sämtliche Netzkosten, nicht nur die mit der Integration erneuerbarer Energien verbundenen Kosten, durch ein einheitliches Netzentgelt für alle Netzgebiete gemeinschaftlich finanziert. Durch die Einführung dieser Entgeltstruktur werden die finanziellen Anstrengungen, das Stromnetz der Energiewende zu transformieren, gemeinsam getragen. Ziel ist es, eine gleiche und akzeptierte Verteilung der Kosten zu erreichen und damit die heutige Ungleichverteilung zu ablösen.

Das Modell der national einheitlichen Entgelte ist nicht neu. Es existieren bereits internationale Erfahrungen, die weiter unten dargestellt werden. Es wurden auch bereits die Effekte einer Einführung in Deutschland untersucht (Möst et al. 2015; Hinz et al. 2014) und Vorschläge für eine Umsetzung entwickelt (Consentec 2024). Die Ermittlung bundeseinheitlicher Netzentgelte verläuft nach den im Folgenden dargestellten Schritten.

Schritt 1: Ermitteln der Netzkosten

Um die gesamten Kosten zu erfassen, die durch ein bundeseinheitliches Netzentgelt finanziert werden, müssen zunächst die Kosten aller Verteilnetzgebiete ermittelt werden. Um die Effizianzanreize der Anreizregulierung nicht zu gefährden, ist hier weiter so zu verfahren, wie es bisher der Fall ist. Die Bundesnetzagentur prüft weiterhin die betriebsnotwendigen Kosten der VNB und legt auf dieser Grundlage deren Erlösobergrenzen für die Regulierungsperiode fest. VNB haben so weiterhin den Effizianzanreiz, ihre Kosten unter diese Grenze zu senken (Bundesnetzagentur o. D. a). In diesem ersten Schritt verändert sich das Vorgehen der Netzentgeltbestimmung nicht.

Schritt 2: Zusammenfassen der Netzkosten und Ermittlung bundeseinheitlicher Entgelte

Aus den anerkannten, betriebsnotwendigen Kosten wird die Summe aller Netzkosten gebildet, die schließlich auf die Netznutzer*innen umgelegt wird. Hierbei sind verschiedene Ansätze der Summenbildung denkbar:

- ▶ eine Zusammenfassung der Netzkosten auf der Übertragungsnetzebene
- ▶ eine Zusammenfassung auf jeder der einzelnen Netz- und Umspannebenen

Eine Zusammenfassung der Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene würde dazu führen, dass Verbraucher*innen aller Netzebenen das gleiche Netzentgelt zahlen. In diesem Fall würde es nicht nur zur angestrebten regionalen Angleichung der Netzkosten kommen, sondern ebenso zu einem Ausgleich zwischen den Spannungsebenen. Dadurch würden Verbraucher*innen auf den höheren Netzebenen, die bisher nur die Entgelte ihrer eigenen und höherer Anschlussebenen tragen, Netzkosten unterer Ebenen mittragen. Da durch die Einspeisung erneuerbarer Energien

auf der Verteilnetzebene der bisherige Lastfluss häufig umgekehrt wird und auch Verbraucher*innen höherer Ebenen oder anderer Netzgebiete erneuerbaren Strom niedriger Spannungsebenen oder Netzgebiete nutzen (Fritz et al. 2018), ist auch diese Angleichung vertretbar. Verbraucher*innen würden in diesem Modell gemeinsam jegliche Kosten des Stromnetzes tragen.

Bei dieser Form der Summenbildung ergeben sich jedoch Herausforderungen im Bereich der vertikalen Kostenverteilung. Die heute nach §14 StromNEV von der höchsten bis zur niedersten Netzebene stattfindet. Die Vereinheitlichung der vertikalen Kostenverteilung zu einem Ebenen-unabhängigen Modell, wie im Bereich der deutschen Gasverteilnetze nach § 18 (2) der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) ⁹, würde zu großen Umverteilungseffekten führen. Fritz et al.(2018) nennen, dass dies bereits bei einer Reduktion und Zusammenfassung einzelner Spannungsebenen auftreten würde. Auch, ob Anforderungen an die Sachgerechtigkeit der Netzentgelte erfüllt würden sei fraglich (BDEW 2015b). Unklar sind Auswirkungen auf dezentrale Erzeuger, die sich zum Teil durch vermiedene Netzentgelte finanzieren. Diese Regelung besteht nur noch für Erzeuger fort, die vor 2023 in Betrieb gingen (Bundesnetzagentur o. D. d).

Im Gegensatz zur Zusammenführung der Netzkosten auf Übertragungsnetzebene könnte bei einer Zusammenfassung in den einzelnen Netzebenen die heutige Logik der Kaskadierung der Netzkosten bzw. Kostenwälzung, beibehalten werden. Verbraucher*innen niedriger Netzebenen würden so weiterhin für die Nutzung von Strom aus höheren Netzebenen aufkommen, Verbraucher*innen höherer Netzebenen jedoch nicht für die Nutzung des Stromnetzes niedriger Ebenen.

Unabhängig davon, wie die Netzkosten zusammengeführt werden, werden durch die Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion nach §16 StromNEV, bundeseinheitliche Entgelte abgeleitet, siehe auch (Consentec 2024). Hier unterscheidet sich das Vorgehen nicht zwischen den vorher vorgestellten Ansätzen der Summenbildung und Netzebenen.

Schritt 3: Erheben bundeseinheitlicher Netzentgelte und Ausgleichsmechanismus

Die im vorherigen Schritt ermittelten bundeseinheitlichen Netzentgelte werden anschließend an die Netzbetreiber kommuniziert und von diesen erhoben. Dabei können drei Fälle eintreten:

- ▶ Die bundeseinheitlichen Netzentgelte entsprechen den bisherigen Netzentgelten eines Netzbetreibers
- ▶ Die bundeseinheitlichen Netzentgelte sind höher als die bisherigen Netzentgelte eines Netzbetreibers
- ▶ Die bundeseinheitlichen Netzentgelte sind niedriger als die bisherigen Netzentgelte eines Netzbetreibers

Treten die beiden letztgenannten Fälle ein, kommt es zwangsläufig zu Mehr- oder Mindererlösen der Netzbetreiber, die den Einsatz eines Ausgleichsmechanismus notwendig machen. Verschiedene Formen sind dabei denkbar. Ein Vorbild könnte die Vorgehensweise bei der Bildung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte sein, bei der eine Kompensation zwischen den ÜNB stattfindet, siehe § 24 des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ¹⁰. Aufgrund der

⁹ Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3229) geändert worden ist.

¹⁰ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 14. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 161) geändert worden ist.

großen Zahl an Verteilnetzbetreibern in Deutschland eignet sich diese Vorgehensweise jedoch nicht.

Zielführender erscheint ein Modell, bei dem die Mehrerlöse der Netzbetreiber als Differenz zwischen Erlösobergrenze und tatsächlichen Einnahmen in ein Ausgleichskonto abgeführt werden. Aus diesem Konto werden schließlich die Mindereinnahmen von Netzbetreibern finanziert, die ein Defizit aufweisen. Naheliegender wäre es, dieses Konto durch die Regulierungsbehörde zu betreiben oder aber das Konto in die Verantwortung eines Dritten zu übergeben, bspw. der ÜNB, wie dies in Ungarn der Fall ist, siehe unten, oder bereits heute in Deutschland beim EEG-Konto praktiziert wird. Consentec (2024) schlagen vor, diese Zahlungen basierend auf Plandaten im Vorhinein festzulegen und monatliche Ausgleichszahlungen umzusetzen, sodass die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte kostenneutral für alle VNB wäre.

Bei dieser Vorgehensweise kann es auch durch Abweichungen vom angenommenen Verbrauch dazu kommen, dass in Summe die Mindererlöse größer oder kleiner als die Mehrerlöse sind. Dies kann in einzelnen Netzgebieten bereits heute auftreten und wird durch das Regulierungskonto der einzelnen Netzbetreiber adressiert. Durch dieses Konto findet ein Abgleich von zulässigen und tatsächlich erzielten Erlösen statt (Bundesnetzagentur o. D. c). Das Saldo des Regulierungskontos wird dann nach § 5 Abs. 3 ARegV annuitätisch über drei Jahre durch Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze verteilt. Diese Methodik könnte ebenso für die bundeseinheitlichen Netzentgelte angewendet werden. Das gesamtdeutsche Saldo könnte auf die gesamten Netzkosten der Folgejahre aufgeschlagen werden, und eine Finanzierung der Differenz rückwirkend erfolgen.

Ausgleichsmechanismen zwischen Verteilnetzbetreibern sind auf europäischer Ebene nicht unüblich. So existieren in zehn EU-Mitgliedsstaaten verschiedene Formen von Erlös-Pooling und -Verteilung oder Erlöstransfer zwischen Verteilnetzbetreibern, um Abweichungen von erlaubten Erlösen auszugleichen. In Österreich, Griechenland, Italien und Spanien kommt es dabei zu Zahlungen zwischen den Netzbetreibern. In Spanien werden Erlöse durch die Regulierungsbehörde verteilt. In Ungarn kommt ein Erlöspool-System zum Einsatz, das durch den ÜNB betrieben wird. In Portugal wurde ein Anschlussstarif eingeführt, der Netzbetreiber mit zu geringen Erlösen kompensiert. In Frankreich, Ungarn, Luxemburg und Portugal existieren einheitliche Verteilnetzentgelte (ACER 2021).

Tabelle 4: Anzahl der Verteilnetzbetreiber in EU-Mitgliedsstaaten, in denen Ausgleichszahlungen zwischen Verteilnetzbetreibern realisiert werden

Mitgliedsstaat	Verteilnetzbetreiber [Anzahl]
Belgien (ohne Brüssel)	15
Frankreich	160
Griechenland	2
Italien	130
Luxemburg	5
Österreich	121
Portugal	13
Spanien	365

Mitgliedsstaat	Verteilnetzbetreiber [Anzahl]
Tschechische Republik	255
Ungarn	6
Deutschland	883

Quelle: (ACER 2021)

Die Tabelle zeigt, dass Deutschland die größte Zahl an VNBs aufweist, jedoch auch in Ländern mit Ausgleichsmechanismus die Zahl der Verteilnetzbetreiber im dreistelligen Bereich liegen kann. Die Einführung solcher Mechanismen ist somit auch bei einer größeren Anzahl an VNBs möglich.

Argumente für und gegen diesen Mechanismus

In der Diskussion um die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten werden verschiedene Gegenargumente von der BNetzA (Bundesnetzagentur 2015; 2024a; 2024b; Zerres 2023) aufgeführt:

- ▶ Fehlende Sachgerechtigkeit
- ▶ Hohe Komplexität & Verwaltungsaufwand
- ▶ Implementierung nicht kurzfristig realisierbar
- ▶ Hoher Liquiditätsbedarf bei VNB
- ▶ Effizienzanreizverlust
- ▶ Mangelnde Verursachergerechtigkeit
- ▶ Erschwerte Berücksichtigung von lokalen Verhältnissen bei der Einführung von Einspeisenentgelten oder zeitvariablen Netzentgelten

Im Folgenden werden diese Argumente gegen die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten adressiert:

Fehlende Sachgerechtigkeit

Die Bundesnetzagentur führt an, dass bei der Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte nicht nur Kosten aus der Integration erneuerbarer Energien gewälzt würden, sondern auch Netzkosten, die auf strukturelle Unterschiede zwischen den Netzen zurückzuführen sind, was vor dem Hintergrund ihres beschlossenen Modells nicht sachgerecht sei (Bundesnetzagentur 2024a). Die Beurteilung der Sachgerechtigkeit erfolgt allerdings immer vor dem Hintergrund des beabsichtigten Ziels einer Netzentgeltreform, siehe Kapitel 4.4.2. Dass strukturelle Unterschiede nicht gewälzt werden sollen, erscheint vor dem Hintergrund der Zielsetzung ihres Modells somit nachvollziehbar. Darauf weist die Bundesnetzagentur in ihrem Beschluss ebenso hin (Bundesnetzagentur 2024b). Wenn eine Vereinheitlichung der Netzentgeltunterschiede erzielt werden soll, ist dies hingegen nicht der Fall.

Hohe Komplexität & Verwaltungsaufwand

Ein zentrales Argument der Bundesnetzagentur gegen die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten ist ein erhöhter administrativer Aufwand auf Seiten der Netzbetreiber und Regulierungsbehörden sowie die hohe Komplexität, die eine Einführung mit sich bringen würde. Eine erhöhte Komplexität würde durch den einzuführenden Ausgleichsmechanismus verursacht

(Bundesnetzagentur 2024a) und die große Menge an Daten, die kurzfristig erhoben und verarbeitet werden müssten (Bundesnetzagentur 2024b). Dies betont die Bundesnetzagentur auch in dem von ihnen erlassenen Beschluss (Bundesnetzagentur 2024b). Die Höhe des Verwaltungsaufwandes wäre hier jedoch zu prüfen, wie auch Frank et al. (2022) bereits anmerkten.

Die Bundesnetzagentur attestierte auch dem Modell der Wälzung EE-bedingter Ausbaurkosten selbst zu einem früheren Zeitpunkt „*einen erheblichen Verwaltungsaufwand.*“ (Bundesnetzagentur 2015, S. 65). Dennoch soll der Teilausgleich EE-bedingter Kosten nun eingeführt werden, was darauf schließen lässt, dass die heutigen Kapazitäten für die Einführung eines Ausgleichsmechanismus mit der Zeit gewachsen sind, somit also die Einführung aufwändiger Mechanismen möglich ist. Auch schlussfolgern Consentec (2024) nach einer Untersuchung einer Implementierung bundeseinheitlicher Netzentgelte, dass deren Einführung mit keinem unangemessenem Aufwand verbunden ist. Wie bereits oben erwähnt, handelt es sich bei dem Ansatz der national einheitlichen Entgelte um einen international erprobten Ansatz, weshalb hier auch die Möglichkeit eines Austausches mit anderen Regulierungsbehörden europäischer Länder besteht.

Allerdings würde die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten ebenso zu einer Vereinfachung und Steigerung der Transparenz führen (Metz und Doderer 2021; Bundesnetzagentur 2015). So würden sich Stromverbraucher*innen nur noch einem Netzentgelt gegenübersehen, dessen Bedeutung einfach zu vermitteln ist, und Vertriebsgesellschaften könnten national einheitliche Strompreise anbieten (Hinz und Möst 2017) und die Bepreisung und Abrechnung würde erleichtert (Consentec 2024). Dies könnte zu einem erhöhten Wettbewerb führen, wenn dadurch Lieferanten ihre Stromprodukte deutschlandweit anbieten (Möst et al. 2015). Im besten Fall könnte dies wiederum zu reduzierten Strompreisen für Haushalte führen. An dieser Stelle sei angemerkt, dass einige Versorger bereits deutschlandweit einheitliche Strompreise anbieten und in diesem Zuge auch einen Ausgleich zwischen Netzentgelten vornehmen. Dies ist jedoch nicht die Regel.

Implementierung kurzfristig nicht realisierbar

Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass viele offene Fragen zur Ausgestaltung des Modells der bundeseinheitlichen Netzentgelte zu beantworten wären. Diese wären nicht in demselben zeitlichen Rahmen wie das nun beschlossene Modell umsetzbar (Bundesnetzagentur 2024b). In Bezug auf die Geschwindigkeit der Einführung sollte aus Sicht der Autoren der größte zeitliche Bedarf durch die Einführung des Ausgleichsmechanismus sowie der Konsultation des Modells verursacht werden. Dass dies mehr Zeit in Anspruch nimmt als der Ausgleich von EE-bedingten Mehrkosten, ist aufgrund der großen Auswirkungen dieses Modells nachvollziehbar. Allerdings sehen wir nicht, dass dies ein generelles Argument gegen die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte ist. Vielmehr sollte bereits früh mit dem Prozess der Einführung begonnen werden, um diese nachhaltige Lösung zügig zu implementieren. Consentec (2024) schätzen die Dauer der Einführung auf zwei Kalenderjahre und sprechen sich bei der Einführung für eine schrittweise Implementierung aus, um größere Strompreiseffekte zu vermeiden. Die Bundesnetzagentur argumentiert, dass aufgrund der hohen Spreizung der Netzentgelte eine fünfjährige Einführungsperiode angebracht sei, um hohe Netzentgeltsprünge zu vermeiden (Bundesnetzagentur 2024b).

Hoher Liquiditätsbedarf bei VNB

Die Bundesnetzagentur führt an, dass es für Verteilnetzbetreiber zu Liquiditätsproblemen kommen kann, wenn diese ein bundeseinheitliches Netzentgelt erheben, das unterhalb ihrer

tatsächlichen Netzentgelte liegt. Ausgaben des Netzbetreibers müssten dann aus dessen Rücklagen zwischenfinanziert werden, die ggf. nicht vorhanden sind (Bundesnetzagentur 2015).

Um dieses Problem zu vermeiden, ist es möglich sich am Ausgleichmechanismus der ÜNB zu orientieren. Bei diesem wird der Ausgleich der Mehr- und Mindererlöse auf monatlicher Basis vorgenommen, siehe § 14c StromNEV. Consentec (2024) schlagen dieses Vorgehen ebenfalls vor und plädieren zusätzlich dafür, dass Ausgleichszahlungen bereits a priori basierend auf Plandaten ermittelt werden. So wird vermieden, dass es zu größeren auszugleichenden Beträgen kommt.

Effizienzanreizverlust

Dadurch, dass wie oben beschrieben zunächst die Netzkosten der einzelnen VNB durch die Bundesnetzagentur genehmigt werden, bleiben Effizienzanreize für die Netzbetreiber wie bisher bestehen. Die Beibehaltung dieses Vorgehens wird ebenso von Consentec (2024), Metz und Doderer (2021) oder Möst et al. (2015) als notwendig erachtet. Es ist daher nicht zu erwarten, dass es zu einer Verwässerung des Effizienzanreizes kommt. Dieses Vorgehen wird ebenso bei der Bildung der bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte nach § 14b StromNEV angewandt.

Mangelnde Verursachergerechtigkeit

Die heutige Allokation der Netzkosten soll nach dem Kriterium der Verursachergerechtigkeit erfolgen. Dabei sollen jene Netznutzer*innen die Netzkosten tragen, die sie verursachen (Fritz et al. 2021). In der Praxis kann es sich dabei jedoch nur um einen Näherungswert handeln, da die tatsächlichen Auswirkungen der Netznutzung eines einzelnen Anschlussnehmenden auf die Netzkosten nur schwer abzuschätzen sind (Fritz et al. 2018). Auch werden Einspeiser, die einen hohen Einfluss auf die Netzkosten haben, heute nicht an den Netzkosten beteiligt, siehe § 15 Abs. 1 StromNEV.

Insbesondere strukturelle Faktoren beeinflussen die Höhe der Netzentgelte, auf die Netznutzer*innen keinen Einfluss haben, siehe Tabelle 1. Beispiele dafür sind die Besiedlungsdichte oder das Alter der Netze. Durch diese Faktoren würden sich die von einer fiktiven Person zu zahlenden Netzentgelte je nach Netzgebiet stark unterscheiden, obwohl sie ihr Verbrauchsverhalten nicht ändert. Ein bundeseinheitliches Netzentgelt würde abbilden, dass Verbraucher*innen durch ihr Verbrauchsverhalten nur einen geringen Einfluss auf die Netzkosten haben. Eine bundesweite Angleichung der Netzentgelte wäre daher eher als verursachungsgerecht zu bewerten als der Status Quo, siehe dazu auch Kapitel 4.4.2.

Es ist darüber hinaus bereits heute der Fall, dass Verbraucher*innen Netzkosten tragen, die auf strukturelle Unterschiede innerhalb ihres Netzgebiets zurückzuführen sind. Diese Unterschiede spiegeln sich nicht in den Netzentgelten wider, sondern werden über sie vereinheitlicht, wie dies auch bei bundeseinheitlichen Netzentgelten geschehen würde. Enthält ein Netzgebiet bspw. einen städtischen Bereich mit einer großen Zahl an Verbraucher*innen und ein weiteres ländliches Gebiet, in dem erneuerbare Energien oder neue Verbraucher, wie elektrische Fahrzeuge oder Wärmepumpen, einen Netzausbau notwendig machen, so tragen die städtischen Verbraucher*innen die Kosten der ländlichen Region mit. Dieser Vermischungseffekt bei den Netzentgelten ist somit bereits heute alltäglich (Jahn 2014). Unklar ist, wieso die Vereinheitlichung struktureller Unterschiede innerhalb eines Netzgebiets möglich ist, darüber hinaus jedoch nicht sein sollte, siehe Kapitel 4.4.2.

Erschwerte Berücksichtigung von lokalen Verhältnissen bei der Einführung von Einspeisenetzentgelten oder zeitvariablen Netzentgelten

Die Einführung einer von Einspeisenetzentgelten (G-Komponente) oder zeitvariablen Netzentgelte wäre auch bei der Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte möglich. Dies ist etwa im Rahmen eines Bonus-Malus-Systems denkbar (Praetorius et al. 2017). Dabei würde je nach Belastungsgrad einer Einspeisung oder Entnahme das Netzentgelt einzelner Netzgebiete erhöht oder gesenkt. Es ergäben sich dadurch regionale oder zeitliche Steuerungssignale für Verbraucher*innen oder Einspeiser. Consentec (2024) nennen die bundeseinheitliche Angleichung der Netzentgelte als expliziten Vorteil bei der Einführung von zeitvariablen Netzentgelten, da dadurch die heutigen regionalen Unterschiede der Netzentgelte nicht die Signale zeitvariablen Netzentgelte überlagern würden. Aus unserer Sicht ist nicht klar, welche Faktoren genau eine Einführung dieser Komponente erschweren würden.

Zwischenfazit

Aus der Sicht der Autoren spricht keines der von der Bundesnetzagentur vorgebrachten Argumente fundamental gegen eine Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte. Diese Reform erscheint insbesondere deshalb attraktiv, da sie die Netzkosten der Energiewende gesellschaftlich verteilt, regionale Netzentgeltunterschiede nachhaltig behebt und somit dazu beiträgt, dass Netzentgelte als politischer Streitpunkt entschärft werden. Besonders ländliche Regionen mit hohen Netzentgelten werden dadurch entlastet, die einen großen Beitrag zur Energiewende leisten.

3.2.2 Einspeisenetzentgelte (G-Komponente)

Neben der Reform der Netzentgelte für Verbraucher*innen ist auch denkbar, Netzentgelte für Einspeiser einzuführen, um diese dauerhaft an den Netzkosten zu beteiligen. Strukturell würde es dabei einen Arbeits- oder einen Leistungspreis für die einzelnen Spannungsebenen geben. Dieses Entgelt kann nicht nur für neue Anlagen, sondern auch für Bestandsanlagen erhoben werden, wobei hier die Wirtschaftlichkeit der Anlagen gewährleistet bleiben muss. Den Umgang mit Bestandsanlagen hebt Zerres (2023) bei diesem Modell als kritisch hervor. Ebenso betont die Bundesnetzagentur, dass Aspekte des Vertrauensschutzes und der Kompatibilität mit EE-Fördermodellen zu prüfen wären (Bundesnetzagentur 2024b). Einmalige Zahlungen, wie die der Baukostenzuschüsse, werden auch als eine Ausgestaltungsform der Einspeisenetzentgelte verstanden (Metz und Doderer 2021).

Einspeisenetzentgelte werden insbesondere diskutiert, da sie Netzkosten verursachergerechter verteilen, EE also die von ihnen verursachten Kosten tragen (Bundesnetzagentur 2015). Bei insgesamt gleichbleibenden Netzkosten hätte die Einführung von Einspeisenetzentgelten eine netzentgeltsenkende Wirkung für Verbraucher*innen, da die Netzkosten von mehr Schultern getragen würden (Zerres 2023). Mit diesem Mechanismus würden somit insbesondere Verbraucher*innen in Netzgebieten entlastet, die eine hohe installierte Leistung an erneuerbaren Energien aufweisen.

Allerdings ist durch diese Netzentgelte nur eine teilweise Entlastung der Verbraucher*innen zu erwarten. Denn Kraftwerke würden diese zusätzlichen Kosten der Stromerzeugung und -einspeisung in ihren Angeboten im Strommarkt oder EE-Auktionen mitberücksichtigen, wodurch sich der dort gebildete Preis und Förderkosten erhöhen. Perspektivisch würden daher Verbraucher*innen diese ansteigenden Strompreise kompensieren (Metz und Doderer 2021; Bundesnetzagentur 2015; Hinz 2014). Weiterhin würde der Anstieg der EEG-Förderkosten höhere Zahlungen aus dem Bundeshaushalt notwendig machen, da die EEG-Förderung seit 2022 vollständig aus Bundesmitteln finanziert wird (Bundesregierung 2023). Im Umkehrschluss

würde es so zu einer Finanzierung jener Netzkosten durch den Bundeshaushalt kommen, die von geförderten EE-Anlagen zu tragen wären.

Einspeisenentgelte werden ebenso als Instrument vorgeschlagen, welches Allokationssignale für erneuerbare Energien senden kann (Praetorius et al. 2017). Investitionen würden dann in Netzgebieten mit niedrigen Einspeiseentgelten angereizt, also jene mit geringer Netzauslastung, in denen zusätzliche Anlagen das Netz nicht belasten. Gebiete mit bereits hohen installierten Leistungen erneuerbarer Energien können hingegen durch hohe Entgelte unattraktiv für weitere Investitionen werden. Eine dahingehende Ausgestaltung von Einspeisenentgelten würde dazu führen, dass EE-Anlagen nicht zwangsläufig dort installiert werden, wo sie die höchsten Volllaststunden erreichen, sondern ggf. in der Nähe von Verbrauchszentren, wo erzeugter Strom direkt verbraucht würde.

Dass durch die Einführung von Einspeisenentgelten also manche Regionen unattraktiv für EE-Investitionen werden, wird auch als potenzielles Hemmnis für einen zügigen Ausbau genannt (Metz und Doderer 2021; Zerres 2023). Auch würden EE-Anlagen aufgrund ihrer im Vergleich zu fossilen Kraftwerken geringeren Volllaststunden durch die Einführung dieser Entgelte stärker belastet werden als konventionelle Erzeuger. Diese möglichen Effekte auf die Dynamik der Energiewende wären vor einer Einführung zu evaluieren.

Bei diesem Ansatz muss auch diskutiert werden, ob dessen Einführung ungewollte wettbewerbliche oder marktliche Effekte nach sich ziehen kann (Bundesnetzagentur 2015). Kritiker dieser Reform nennen eine Schlechterstellung deutscher Kraftwerke im europäischen Vergleich als Gegenargument (BDEW 2015a). In Europa ist diese Form des Entgelts jedoch nicht neu. So existieren bereits in verschiedenen europäischen Staaten Netzentgelte für Einspeiser in Übertragungs- (ENTSO-E 2020) und Verteilnetzen (Wilczek 2018). Es käme hier also eher zu einer Angleichung im europäischen Vergleich (Bundesnetzagentur 2015), auch wenn die europäischen Regelungen sehr heterogen ausgestaltet sind.

Zwischenfazit

Der Ansatz der Einspeisenentgelte kann Netzgebiete entlasten, die eine hohe installierte Leistung erneuerbarer Energien aufweisen. Dieser Ansatz würde sich so einer gemeinschaftlichen Finanzierung der Netzkosten nähern. Fritz et al. (2018) zeigten in einer groben Abschätzung für das Jahr 2030 jedoch, dass im Durchschnitt nur geringe Auswirkungen auf die Entgelte von Verbraucher*innen zu erwarten wären, denen erhebliche zusätzliche Kosten für EE-Anlagen gegenüberstünden. Ebenso würde die regionale Spreizung der Netzentgelte kaum abgeschwächt. Weiterhin käme es durch diesen Mechanismus nur zu einer Entlastung von Regionen mit hohen Leistungen von EE. Netzgebiete, die aufgrund von anderen strukturellen Eigenschaften hohe Netzentgelte aufweisen, siehe Kapitel 2, würden keine Entlastung erfahren. Die verschiedenen hier dargestellten Effekte lassen daher den Schluss zu, dass sich Netzentgelte für Einspeiser nicht dazu eignen, die Netzkosten der Energiewende gemeinschaftlich zu verteilen. Darüber hinaus können sie ein Hindernis für den Ausbau erneuerbarer Energien darstellen, was ebenso gegen deren Einführung spricht.

3.2.3 Transformationsgekoppelte Netzentgelte

Zusätzlich zu den beiden Vorschlägen der bundeseinheitlichen Entgelte und der Einspeisenentgelte werden in diesem Kapitel transformationsgekoppelte (TG) Netzentgelte vorgestellt. Diese sind ein gänzlich neuer Ansatz der Netzentgelt-Ermittlung und stellen einen Diskussionsbeitrag zur möglichen Form und Rolle der Netzentgelte in der Systemtransformation dar.

Ziel der TG-Netzentgelte ist es, die Höhe des Netzentgeltes eines Netzgebiets an dessen Beitrag zur Systemtransformation zu koppeln. Netzgebiete mit einem großen Beitrag zur Transformation würden dadurch mit niedrigen Netzentgelten belohnt, wohingegen Netzgebiete mit einem kleinen Beitrag hohe Netzentgelte zahlen würden.

Der Transformationsbeitrag (TB) eines Netzgebiets ergibt sich im Kern aus dem bereits erfolgten Ausbau von Windenergieanlagen (WEA), der in Bezug gesetzt wird zu regionalen Spezifika des Netzgebiets. Anschließend wird der errechnete TB mit einem Soll-TB verglichen, der auf dem Ausbau-Soll eines Netzgebiets basiert. Die Definition dieses Ausbau-Solls stellt eine der Herausforderungen dieses Ansatzes dar.

Der Fokus auf den Ausbau von WEA wird gewählt, da diese Anlagen immer wieder auf Akzeptanzprobleme stoßen, die durch nicht-internalisierte externe Effekte, wie die visuelle Belastung von Anwohner*innen, hervorgerufen werden, für einen Überblick siehe Plaga et al. (2024). Insbesondere sinkt die Akzeptanz dann, wenn Bürger*innen bereits mit WEA konfrontiert sind (Dugstag et al. 2020), was vor dem Hintergrund des hohen noch notwendigen WEA-Ausbaus problematisch ist. Freiflächen-PV Anlagen auf der anderen Seite werden in der räumlichen Nähe von Verbraucher*innen eher akzeptiert. So zeigen Salak et al. (2022), dass Schweizer Bürger*innen mögliche Ausbauszenarien bevorzugten, in denen es zu einem Ausbau von Freiflächen-PV kommt. Diese werden sogar Szenarien vorgezogen, die keinen EE-Ausbau beinhalten.

Allerdings umfasst die Definition des TB auch den Gestaltungsspielraum dieses Ansatzes. Freiflächen- PV in die TB-Ermittlung mit einzubeziehen ist somit nicht ausgeschlossen. Denn auch der Bau dieser Anlagen leistet einen Beitrag zur Transformation. Ebenso ist denkbar, dass sich die Akzeptabilität dieses Energieträgers zukünftig ändert. Bei der Betrachtung mehrerer Energieträger ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Höhe des Beitrags zur Transformation mit in die TB-Ermittlung mit eingeht. Bei einer Berücksichtigung von WEA und Freiflächen-PV wäre der WEA-Beitrag aufgrund von höherer Volllaststunden größer zu bewerten als der Beitrag der gleichen Leistung an Freiflächen-PV.

Durch die Einführung von TG-Netzentgelten soll einerseits erreicht werden, dass Regionen mit einem hohen TB entlastet werden und andererseits für Regionen, die mit dem Ausbau von WEA beginnen, absehbar ist, dass dieser Ausbau zu sinkenden Netzentgelten führt. Durch die Reduktion der Entgelte in diesen Regionen können besonders Befürworter in ihrer Unterstützung des EE-Ausbaus bestärkt und Unentschlossene möglicherweise überzeugt werden (Knauf 2022), was den stattfindenden WEA-Ausbau unterstützt.

In diesem Kapitel wird das Modell der TG-Netzentgelte für Haushalte exemplarisch anhand der Arbeitspreise vorgestellt. Bei einer Einführung könnte dieses Modell auch auf andere Netzentgeltkomponenten, wie Grundpreise oder Leistungspreise, angewendet werden. Eine Einführung für Gewerbe und Industrie erscheint attraktiv, da Unternehmen in Regionen mit hohem WEA-Ausbau von niedrigen TG-Netzentgelten profitieren würden. Eine solche Kostenreduktion könnte Unternehmen in ihrer Standortwahl beeinflussen und eine systemdienliche Ansiedlung begünstigen. Systemdienlich, da von WEA erzeugter Strom stärker vor Ort verbraucht würde und nicht über das vorgelagerte Stromnetz transportiert werden müsste. Bereits heute ist zu beobachten, dass Unternehmen Standortentscheidungen in Abhängigkeit von EE fällen – ein Beispiel ist die in Schleswig-Holstein im Bau befindliche Northvolt Batteriefabrik (energy.prime 2024). Hier liegt die Vermutung nahe, dass diese Standortentscheidungen in Erwartung einer Gebotszonenteilung erfolgten. Vor diesem Hintergrund könnten TG-Netzentgelte die bereits steigende Relevanz des Standortfaktors EE weiter unterstreichen und diese Entwicklung verstärken.

Herleitung von TG-Netzentgelten

Die Herleitung von TG-Netzentgelte kann in die folgenden Schritte unterteilt werden:

- ▶ Schritt 1: Herleitung des TB basierend auf dem regionalen WEA-Ausbau und einem zu erreichenden Soll-Wert
- ▶ Schritt 2: Festlegung der zu zahlenden TG-Netzentgelte
- ▶ Schritt 3: Korrektur von Abweichungen zwischen Gesamterlösen und gesamten Netzkosten
- ▶ Schritt 4: Ausgleich von Mehr- oder Mindererlösen zwischen Netzbetreibern

Schritt 1: Herleitung des TB basierend auf dem regionalen WEA-Ausbau und einem zu erreichenden Soll-Wert

Im ersten Schritt dieses Ansatzes ist der TB eines Verteilnetzgebiets herzuleiten. Dafür wird zunächst ermittelt, wie weit der regionale WEA-Ausbau in den Netzgebieten vorangeschritten ist. Dieser Ist-TB wird anschließend zu einem Soll-TB ins Verhältnis gesetzt, der beschreibt, wie groß der TB des Netzgebiets sein sollte. Daraus ergibt sich schließlich, welchen Anteil des Soll-TB die Netzgebiete erreichen.

Grundlage für diese Berechnungen kann einer der in der folgenden Tabelle dargestellten Indikatoren sein. Diese beschreiben verschiedene Varianten der TB-Ermittlung. Im Kern basieren sie auf der installierten WEA-Leistung und können um verschiedene Faktoren ergänzt werden. Diese lassen regionale Spezifika mit in die TB-Ermittlung einfließen. Dabei kann es sich bspw. um die Fläche eines Netzgebiets handeln oder die dortige Bevölkerung.

Tabelle 5: Mögliche Indikatoren des Ist-Transformationsbeitrags eines Netzgebiets

Transformationsbeitrag	Beschreibung	Herleitung
TB1	Der TB wird durch die installierte Leistung an WEA definiert.	$TB = \text{Installierte WEA Leistung}$
TB2	Der TB wird durch die Dichte der installierten Leistung an WEA auf der Fläche des Netzgebiets definiert.	$TB = \frac{\text{Installierte WEA Leistung}}{\text{Fläche}}$
TB3	Der TB wird durch die installierte Leistung an WEA pro Einwohner*in definiert.	$TB = \frac{\text{Installierte WEA Leistung}}{\text{Bevölkerung}}$
TB4	Der TB wird durch die Dichte der installierten Leistung an WEA und der Bevölkerungsdichte definiert.	$TB = \frac{\text{Installierte WEA Leistung}}{\text{Fläche}} * \frac{\text{Bevölkerung}}{\text{Fläche}}$

Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut e.V.

Der in der Tabelle dargestellte Indikator TB1 stellt die einfachste Form der Bewertung dar. Der TB steigt dabei mit der installierten Leistung an WEA und abstrahiert von strukturellen Unterschieden zwischen den Regionen. So ergeben sich in der Bewertung des Ist-Zustands zunächst große Unterschiede zwischen den Regionen. Werden diese wie unten beschrieben zum Soll-Wert der Regionen ins Verhältnis gesetzt, können auch Regionen mit geringer installierter WEA-Leistung einen hohen TB erzielen.

Kommt es hingegen zu einer Anwendung der unten beschriebenen Benchmark-Methode, kann es für Netzgebiete mit begrenztem Potenzial schwer sein, den TB des Benchmark-Netzgebiets zu erreichen, da hier installierte Leistungen direkt miteinander verglichen werden. So könnte die ausgebauten WEA-Leistung des Benchmark-Netzgebiets das gesamte vorhandene Potenzial von Netzgebieten mit geringerem TB übersteigen. Solche Sonderfälle sind bei der Ausgestaltung des TB-Indikators oder der Wahl des Soll-TB zu berücksichtigen.

Indikator TB2 erweitert die Bewertung des Ausbaus um die Fläche des Netzgebiets. Er trägt damit der unterschiedlichen Größe der Netzgebiete Rechnung. Netzgebiete mit kleineren Flächen können daher einen hohen TB erreichen, auch wenn sie nur eine geringe Leistung an WEA ausbauen. Gebiete mit großer Fläche müssen hingegen mehr ausbauen.

Indikatorvariante TB3 bewertet den TB anhand der installierten WEA-Leistung pro Bürger*in. Netzgebiete mit einer hohen Bevölkerung müssen bei diesem Indikator für denselben TB mehr WEA ausbauen als Regionen mit einer geringen Bevölkerung. Dieser Variante liegt zugrunde, dass jede Person einen gleichgroßen Beitrag zur Transformation leisten sollte, sprich pro Person die gleiche Leistung an WEA in einem Netzgebiet ausgebaut werden sollte.

Der Indikator TB4 verbindet die räumliche Dichte der WEA-Anlagen mit der räumlichen Dichte der Bevölkerung in einem Netzgebiet. Netzgebiete mit einer hohen Dichte an WEA und Bevölkerung weisen einen hohen TB auf, da sich hier viele Anlagen und Bürger*innen auf demselben Raum befinden. Die Prämisse dieses Ansatzes ist, dass jede Person gleich von einer bestimmten WEA-Zahl belastet ist. Eine Konfrontation einer größeren Zahl an Bürger*innen mit einer bestimmten Zahl an WEA führt somit zu einem größeren TB als die Konfrontation einer einzelnen Person. Dieser Ansatz geht somit davon aus, dass in spärlich besiedelten Netzgebieten ein höherer WEA-Ausbau erfolgen müsste als in stark besiedelten Gebieten, um einen hohen TB zu erreichen. Dies stellt insbesondere einen Kontrast zu TB3 dar, bei dem der WEA-Ausbau gerade in Regionen mit hoher Bevölkerung hoch ausfallen müsste.

Als eine Variante des notwendigen Soll-Ausbau-Vergleichs ist denkbar, auch das WEA-Potenzial der Netzgebiete in die Indikatoren mit aufzunehmen. Ein höherer TB würde sich dann ergeben, wenn ein Großteil des Potenzials erschlossen würde. Netzgebiete mit einem geringen Potenzial (bspw. städtische Regionen) könnten dann einen hohen TB trotz geringem absoluten WEA-Ausbau erreichen. Diesen Ansatz wählen die hier dargestellten Indikatoren jedoch explizit nicht. So ist möglich, dass Regionen mit geringen Potenzialen einen geringen TB erhalten, der in höheren TG-Netzentgelten resultiert. Gebiete, die keine WEA ausbauen können, aber dennoch von klimaneutralem Strom profitieren, würden so ihren TB durch die Übernahme der Netzkosten anderer Regionen tragen.

Unabhängig davon, welcher Indikator zur Anwendung kommt, kann der TB nur für das gesamte Netzgebiet berechnet werden. Dabei muss in Kauf genommen werden, dass innerhalb des Netzgebiets Unterschiede zwischen den Transformationsbeiträgen einzelner Bewohner*innen existieren können, bspw. wenn einzelne Personen in einem städtischen Teil des Netzgebiets wohnen oder in einem Teil mit vielen WEA-Anlagen.

Wurde mithilfe einer der Indikatoren der Ist-Zustand der Netzgebiete ermittelt, ist es notwendig, diese zu einem Soll-Wert ins Verhältnis zu setzen. So kann beurteilt werden, ob das Netzgebiet einen ausreichenden TB leistet und basierend darauf eine TB-Reihenfolge gebildet werden. Diese stellt die Grundlage für die Ermittlung der TG-Netzentgelte im folgenden Schritt dar. Für die Bewertung des TB können die folgenden Ansätze zur Anwendung kommen:

- ▶ Benchmark-Methode
- ▶ Vergleich zu einem regionalen Soll-Wert

Bei der Benchmark-Methode werden die TB der Netzgebiete zum höchsten erbrachten TB in Relation gesetzt. Dabei stellt das Netzgebiet mit dem größten Beitrag den Benchmark oder Soll-TB dar. Dieser zeigt, was in den Netzgebieten zum heutigen Zeitpunkt bereits erreicht werden kann und in anderen Netzgebieten in jedem Fall passieren sollte. Ausgehend von diesem Benchmark wird mit sinkendem TB die TB-Reihenfolge der Netzgebiete gebildet. Denkbar ist ebenso andere TB als Benchmark zu wählen, das kann bspw. der durchschnittliche TB aller Netzgebiete sein, womit sich die an die Netzgebiete gesetzten Anreize ändern.

In der zweiten Variante wird der erbrachte Ist-TB in Bezug zu einem regionalen Soll-TB gesetzt. Der Soll-TB beschreibt einen durch das Netzgebiet zu erbringenden TB, der mindestens erfüllt sein sollte, und zwar unabhängig vom TB anderer Netzgebiete. Dieser Soll-TB ergibt sich durch eine WEA-Soll-Leistung eines jeden Netzgebiets, die in den obigen Indikatoren-Formeln die installierte WEA-Leistung ersetzt. Der Ist-TB und der Soll-TB werden schließlich ins Verhältnis gesetzt. Basierend auf diesem Wert kann eine TB-Reihenfolge gebildet werden.

Um den Soll-TB zu ermitteln, können etwa die im Windflächenbedarfsgesetz¹¹ (WindBG) definierten Flächenbeitragswerte der Bundesländer herangezogen werden, die in einem weiteren Schritt den Netzgebieten zugeordnet und in auszubauende WEA-Leistung übersetzt würden. Die Ermittlung des Soll-TB könnte etwa durch die BNetzA erfolgen.

Scheitert ein Netzgebiet am Erreichen des Soll-WEA-Ausbaus, wird dies durch erhöhte Netzentgelte kompensiert. Dadurch würden diese Netzgebiete einen TB durch die Übernahme von Netzkosten anderer Netzgebiete leisten.

Schritt 2: Festlegung der zu zahlenden TG-Netzentgelte

In diesem Schritt werden TG-Netzentgelte für alle Verteilnetzgebiete anhand der gebildeten TB-Reihenfolge ermittelt. Die Definition einer nachvollziehbaren Verteilungslogik kann kompliziert sein. Hier möchten wir daher eine einfache Variante (NEG) vorstellen, die dazu dient, das Modell der TG-Netzentgelte zu illustrieren.

Die hier gewählte Verteilungsvariante wählt als Bezugspunkt das durchschnittliche Netzentgelt. Dieser Bezugspunkt wird gewählt, da in einem Zustand gleicher TB auch die Last der Netzkosten gleichmäßig getragen werden sollte. In der TB-Reihenfolge wird dem Netzgebiet mit dem durchschnittlichen TB das durchschnittliche Netzentgelt zugeteilt. Leistet kein Netzgebiet den durchschnittlichen TB, erhalten die Netzgebiete alle ein erhöhtes oder reduziertes TG-Netzentgelt je nachdem an welcher Stelle der TB-Reihenfolge sie sich befinden.

Im dargestellten Beispiel in Abbildung 2 werden die TG-Netzentgelte um einen von uns festgelegten Betrag erhöht oder reduziert. Bei dessen Festlegung ist bspw. eine Orientierung am Mittelwert der heutigen Abweichungen der Netzentgelte oder eine Variation in Abhängigkeit der TB-Unterschiede zwischen den Netzbetreibern denkbar.

Ein anderer Ansatz wäre es, die gesamten Netzkosten anteilig auf Netzgebiete zu verteilen. Dabei würde der Anteil an den gesamten Netzkosten von der Position des VNB in der TB-Hierarchie bestimmt. Vorteil dieser Vorgehensweise wäre, dass es nicht zu Abweichungen zwischen gesamten Erlösen und Netzkosten käme. Die Höhe des neuen TG-Netzentgelts würde dann allerdings von dem im Netzgebiet herrschenden Verbrauch abhängen und sich nur indirekt aus der Position in der TB-Hierarchie ergeben. So könnten im Netzgebiet mit dem höchsten TB dann hohe Netzentgelte folgen, wenn der zugeteilte geringe Teil der Netzkosten auf wenige Schultern verteilt würde. Dies ist besonders im Vergleich mit anderen Netzgebieten nicht

¹¹ Windenergieflächenbedarfsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist.

zielführend, die bei einem geringeren Transformationsbeitrag und einer größeren Zahl an Verbrauchern geringere Netzentgelte zahlen könnten.

Schritt 3: Korrektur von Abweichungen zwischen Gesamterlösen und gesamten Netzkosten

Da bei diesem Ansatz TG-Netzentgelte erhoben werden, die nicht in Bezug zu den Netzkosten der Netzgebiete stehen, kann sich eine Differenz zwischen den Erlösen der Netzgebiete und deren Kosten ergeben. In Summe kann es dadurch zu einer Über- oder Unterdeckung der gesamten deutschen Netzkosten kommen. Um diese Abweichung zu ermitteln, ist es notwendig, TG-Netzentgelte zunächst mit Netzkosten-Planwerten des kommenden Jahres herzuleiten und die zu erwartenden Erlöse zu berechnen.

Hierfür würde basierend auf den geplanten Kosten aller VNB das durchschnittliche Netzentgelt des Jahres hergeleitet werden, an das sich wie oben beschrieben die Herleitung der TG-Netzentgelte der einzelnen Netzgebiete anschließt. In Verbindung mit dem prognostizierten Verbrauch in dem Netzgebieten ließe sich so ein Planerlös ermitteln. Mit diesen Planerlösen kann in Summe die Differenz zu den gesamten Netzkosten und der voraussichtliche Minder- oder Mehrerlös hergeleitet werden. Diese Differenz würde anschließend gleichmäßig auf alle TG-Netzentgelte aller Verbraucher*innen verteilt, sodass in Summe die gesamten Netzkosten erreicht würden und die ermittelte TB-Reihenfolge gewahrt bleibt.

Schritt 4: Ausgleich von Mehr- und Mindererlösen zwischen Netzbetreibern

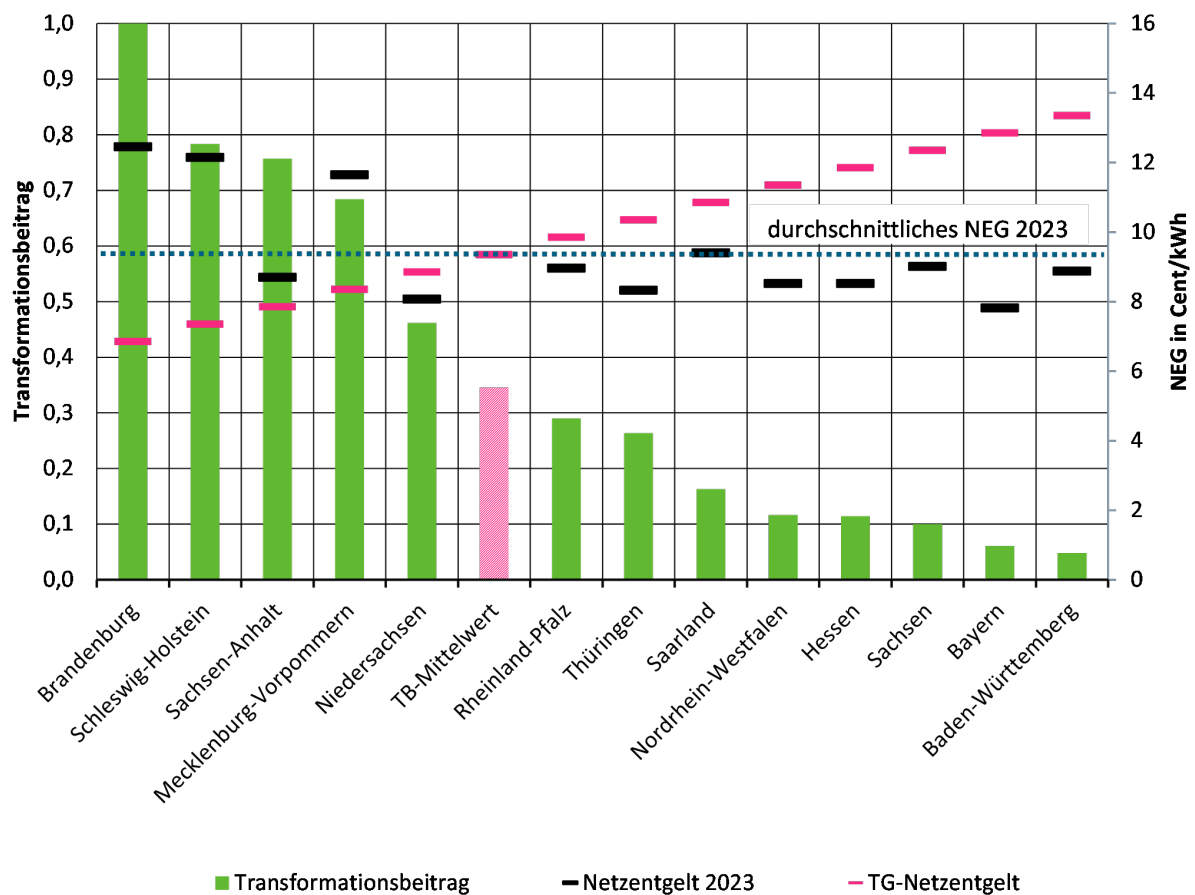
Analog zu dem Modell der bundeseinheitlichen Netzentgelte sind ebenso absehbare Mehr- oder Mindererlöse der einzelnen VNB auszugleichen. Basierend auf Planwerten wären diese zu ermitteln und schließlich Zahlungsströme zu realisieren, sodass die Kosten der Netzbetreiber gedeckt würden. Das Vorgehen ist in Kapitel 3.2.1 beschrieben. Mehr- oder Mindererlöse, die aus Variationen im Verbrauch resultieren und somit nicht vorher absehbar sind, würden über das in Kapitel 3.2.1 genannte Regulierungskonto kompensiert.

Beispiel einer Implementierung

Um die Funktionsweise TG-Netzentgelte zu illustrieren, wurde beispielhaft der Indikator TB3 (installierte WEA-Leistung pro Einwohner*in) mit der Benchmark-Methode zur Ermittlung der TB-Reihenfolge angewendet. Schließlich wurden die TG-Netzentgelte wie im dargestellten Vorschlag verteilt. Das Ergebnis dieser Betrachtung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Für eine vereinfachte Darstellung wurden die Verteilnetzgebiete mit ihren entsprechenden Bevölkerungs- und Flächendaten sowie ihrer installierten Kapazität an WEA auf Bundeslandebene aggregiert betrachtet. Dies dient der Veranschaulichung des Ansatzes. Die Stadtstaaten wurden als Sonderfälle ausgenommen, da sie aufgrund der sehr hohen Bevölkerungszahl und geringen WEA-Leistung Extremfälle bei der TB-Ermittlung darstellen. Im gezeigten Beispiel wird der Schritt 3 - die Korrektur zwischen Gesamterlösen und Gesamtkosten - nicht angewendet, da die notwendigen Daten nicht vorliegen.

Abbildung 2: Transformationsbeitrag TB3 (Installierte WEA-Leistung pro Einwohner*in) in Verbindung mit Benchmarking-Methode kombiniert mit der Netzentgeltverteilung NEG



Quellen: Bundesnetzagentur (2023c), Statistisches Bundesamt (2024)

In Abbildung 2 ist zu erkennen, dass Brandenburg, Schleswig-Holstein und Sachsen-Anhalt gemeinsam mit Mecklenburg-Vorpommern die höchsten TB aufweisen. Die TB-Schlusslichter bilden Bayern und Baden-Württemberg. Der TB-Mittelwert ist als schraffierter Balken in der Abbildung dargestellt. Ausgehend von diesem Mittelwert wird das durchschnittliche Netzentgelt um einen festen Wert erhöht oder reduziert. Hierfür wurde für diese Darstellung ein Wert von 0,5 Cent/kWh gewählt.

Betrachtet man die Netzentgelte des Jahres 2023 und die TG-Netzentgelte, so zeigt sich, dass es für jene Bundesländer mit hohen Netzentgelten und einem hohen TB zu einer deutlichen Entlastung kommt. Für Niedersachsen kommt es zu einer Erhöhung der Netzentgelte, trotz eines TB größer als der TB-Mittelwert. Für alle Bundesländer mit TB unterhalb des TB-Mittelwerts kommt es zu einem Anstieg der Netzentgelte im Vergleich zu den bisherigen Entgelten.

Der Vergleich mit bisherigen Entgelten kann zunächst irritieren, da auch für Bundesländer ein Anstieg der Netzentgelte erfolgen kann, die wie Niedersachsen einen hohen TB aufweisen. Hier ist allerdings die Funktionalität des Ansatzes in Erinnerung zu rufen. Dieser soll basierend auf dem TB passende TG-Netzentgelte zuweisen und nicht bisherige Entgelte erhöhen oder reduzieren. Eine Erhöhung der Netzentgelte im Vergleich zum Status Quo kann daher auch bei hohem TB passend sein.

Schlussfolgerung und Herausforderungen dieses Ansatzes

Die Idee, die Netzentgelte von Bürger*innen anhand des im Netzgebiet geleisteten TB zu definieren, erscheint zunächst attraktiv. Durch diese Anpassung der Netzentgelte hätten alle Bürger*innen einen Anreiz, den Ausbau von WEA zu unterstützen, um ihren TB zu erhöhen und somit Netzentgelte und letztlich die eigene Stromrechnung zu reduzieren. Niedrige TB von Netzgebieten würden durch erhöhte TG-Netzentgelte kompensiert, um Netzkosten anderer Gebiete mitzufinanzieren.

Allerdings gibt es für eine finanzielle Beteiligung von Bürger*innen auch Instrumente außerhalb der Netzentgelte, die einen eher indirekten Weg wählen. In Frage kommen hierfür etwa Regelungen über die finanzielle Beteiligung am EE-Ausbau wie § 6 EEG 2023 auf Bundesebene oder hierüber hinausgehende Regelungen, wie sie bereits in einigen Bundesländern auf Grundlage der Länderöffnungsklausel nach § 22b Abs. 6 EEG 2023 umgesetzt wurden bzw. in weiteren Ländern aktuell geplant sind. So haben Hessen, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen bereits von dieser Öffnungsklausel Gebrauch gemacht und Regelungen für ähnliche Zahlungspflichten erlassen (BWE 2024).

Bei der Ausgestaltung transformationsgekoppelter Netzentgelte ist zu berücksichtigen, dass die Entgeltspitzen nicht weiter ansteigen. Es existieren bereits heute große Spreizungen zwischen den einzelnen Netzgebieten, diese sollten sich jedoch nicht weiter vergrößern, um Verbraucher*innen nicht zusätzlich zu belasten.

Eine Schwierigkeit des Ansatzes ist die adäquate Verknüpfung von TB und Netzentgelten. So kann es sein, dass sich im direkten Umfeld von Bürger*innen WEA befinden, die nicht Teil ihres Netzgebiets sind. Diese benachbarten WEA würden somit nicht in der Festlegung des TB berücksichtigt, sondern könnten sogar dazu führen, dass die Netzentgelte des eigenen Netzgebiets ansteigen. Die Akzeptanz für einen Ausbau in anderen Netzgebieten und damit auch für die Energiewende als gesamtgesellschaftliches Projekt, könnte durch diesen möglichen Anstieg der eigenen Netzentgelte Schaden nehmen.

Auch ist für Verbraucher*innen nicht klar, wie groß der Einfluss einer zusätzlichen WEA auf den TB eines Netzgebiets und somit auf die TG-Netzentgelte ist. So findet neben dem Ausbau von WEA in der eigenen Region auch ein Ausbau in anderen Regionen statt, der die dortigen TB erhöht. Auch können Regionen hohe installierte Leistungen aufweisen, die zu für andere Netzgebiete nur schwer einholbaren TB führen. Dies erzeugt Unsicherheit über die Wirkung des WEA-Ausbaus im eigenen Netzgebiet auf die TG-Netzentgelte und könnte den Anreiz für die Umsetzung von WEA-Projekten schwächen.

Die Wirkung transformationsgerechter Netzentgelte in der vorgestellten Form ist daher eher langfristig zu sehen und stellt Netzgebieten eine Netzentgeltreduktion in Aussicht, wenn sie den Ausbau von WEA konsequent ermöglichen. Für die Abbildung kurzfristiger Effekte müsste hingegen eine Anpassung der Indikatoren erfolgen. So könnte etwa die Betrachtung des Ausbaus des vergangenen Jahres die Ausbaustrebungen eines Netzgebiets abbilden, ohne den WEA-Bestand zu berücksichtigen. Durch eine solche Anpassung könnten auch Netzgebiete einen hohen TB erreichen, die sich bisher nur durch einen begrenzten Ausbau und eine geringe installierte WEA-Leistung auszeichneten.

Zwischenfazit

Auch wenn der Ansatz der TG-Netzentgelte in der Lage ist die Netzkosten der Energiewende sachgerecht zu verteilen, so erscheint das Vorgehen zu komplex, die TB und darauf aufbauend TG-Netzentgelte zu ermitteln. Auch sind bei der Einführung dieses Mechanismus politische Debatten in Bezug auf die Definition des TB und der Netzentgeltverteilung zu erwarten. Denn,

wie oben zu sehen, können sich je nach Definition große Unterschiede in der TB-Reihenfolge der Netzgebiete und der Zuteilung der Netzentgelte ergeben. Bundesländer haben hier Interesse an einem Ansatz, der ihren Netzgebieten einen hohen TB und niedrige Netzentgelte zuweist.

Trotzdem ist der vorgestellte Ansatz der TG-Netzentgelte ein notwendiger Beitrag zur Diskussion zur zukünftigen Rolle und Form der Netzentgelte in der Transformation des Energiesektors. Er trägt dazu bei, das bisherige Verständnis in Bezug auf mögliche Ausgestaltungen der Netzentgelte zu erweitern und leistet einen Beitrag dazu, eine für die Transformation des Energiesystems passende Ausgestaltung der Netzentgelte zu finden.

4 Rechtliche Umsetzbarkeit

Im folgenden Kapitel wird dargelegt, welche rechtlichen Vorgaben generell bei der Umsetzbarkeit, der in diesem Papier diskutierten Reformvorschläge im Bereich der Netzentgeltsystematik zu beachten sind und im Anschluss daran eine Einschätzung zur Umsetzbarkeit der einzelnen Vorschläge gegeben. Prüfungsgegenstand ist dabei die Frage, inwieweit sich die Reformvorschläge im bestehenden Rechtsrahmen ohne Änderungen umsetzen lassen bzw. inwieweit sie den bestehenden Gestaltungsvorgaben entsprechen.¹²

4.1 Relevanter Rechtsrahmen: (nur) EU-Recht

Für die Zulässigkeit der Reformvorschläge sind ausschließlich die Vorgaben aus dem EU-Recht relevant. Der EuGH hat klargestellt, dass eine (Vor-)Strukturierung der Netzentgeltregulierung durch das Recht der Mitgliedstaaten einen unzulässigen Eingriff in die Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden darstellt.¹³ Das gilt nicht nur für das in Deutschland etablierte System der „normativen Regulierung“ durch nationale Rechtsverordnungen, sondern auch im Wege der Gesetzgebung durch den parlamentarischen Gesetzgeber.¹⁴

Die noch bestehenden Regelungen auf Gesetzes- und Verordnungsebene sind daraufhin teilweise bereits mit einem festen Ablaufdatum versehen worden (so insbesondere die StromNEV) und eine Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur wurde im Gesetz verankert. Sofern dies (noch) nicht geschehen ist, stellen die fortbestehenden Regelungen eine unzulässige (Vor-)Strukturierung dar und sind aufgrund ihrer Unionsrechtswidrigkeit unanwendbar. Soweit die unionsrechtlichen Vorgaben lediglich inhaltsgleich auf nationaler Gesetzesebene wiederholt werden, wie beispielsweise die Vorgabe einer angemessenen, diskriminierungsfreien und transparenten Ausgestaltung in § 21 Abs. 1 EnWG, ist dies jedoch im Ergebnis wohl unschädlich.

Soweit die Bundesnetzagentur bereits von ihrer Kompetenz zur Netzentgeltregulierung Gebrauch gemacht hat (oder dies im Folgenden noch tun wird), bleibt dies für die Bewertung der rechtlichen Umsetzbarkeit der Reformvorschläge außer Acht. Da es sich insoweit um gleichrangiges Recht handelt, steht es der Bundesnetzagentur frei, dieses im Rahmen einer Reformierung zu ändern und stellt daher per se kein Hindernis bei der rechtlichen Umsetzbarkeit dar.

4.2 Anwendungsbereich: Der weite Netzentgeltbegriff im EU-Recht

Die unionsrechtlichen Vorgaben zu den Netzentgelten in Art. 18 Energiebinnenmarkt-Verordnung (EBM-VO)¹⁵ umfassen „[d]ie Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze“. Die Regelung nimmt Bezug auf den Netzzugang allgemein. Sie ist folglich nicht beschränkt auf die Einspeisung oder die Ausspeisung. Außerdem sind neben den Entgelten für die Netznutzung auch

¹² Die sich gegebenenfalls daran anschließenden Fragen im Zusammenhang möglicher Gestaltungsoptionen bei der rechtstechnischen Umsetzung sind nicht Teil der Untersuchung. Es geht folglich um das „ob“ der Umsetzbarkeit und nicht das „wie“ etwaiger Ausgestaltungen.

¹³ EuGH, Urt. v. 02.09.2021 – C-718/18 – Europäische Kommission/Deutschland.

¹⁴ EuGH, Urt. v. 02.09.2021 – C-718/18 – Europäische Kommission/Deutschland, Rn. 106.

¹⁵ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) zuletzt geändert durch die Verordnung (EU) 2024/1747 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union vom 13. Juni 2024.

Netzanschlusskosten umfasst, sowie die damit einhergehenden Kosten für einen Netzausbau. Die Vorgaben zu den Netzentgelten aus dem EU-Recht sind daher für Erzeugungsanlagen wie für Verbraucher (oder Speicher) anzuwenden. Sie gelten zudem gleichermaßen für einmalige Netzanschlusskosten (wie z. B. Baukostenzuschüsse) und wiederkehrende Entgelte für die Netznutzung.

Der unionsrechtliche Netzentgeltbegriff umfasst daher verschiedene Kostenpunkte, welche auf nationaler Ebene begrifflich differenziert und rechtlich unterschiedlich geregelt werden und ist als einheitlicher Prüfungsmaßstab für sämtliche Netzentgeltreformvorschläge anzuwenden.

4.3 Unionsrechtliche Vorgaben für die Netzentgelte

Die unionsrechtlichen Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzentgelte sind nicht strukturiert geregelt, weshalb sich eine Regelungssystematik nur bedingt erkennen lässt.¹⁶ Für eine Operationalisierung der Vorgaben lassen sich diese jedoch in zentrale Tarifgrundsätze, ergänzende Regulierungsziele und komplementäre Rechtfertigungsmöglichkeiten untergliedern. Anhand dieses Dreiklangs lässt sich die Umsetzbarkeit von Netzentgeltmodellen bewerten, wenngleich eine Bewertung stets unter den Vorbehalt gestellt werden muss, dass der EuGH die ausschließliche Zuständigkeit für die verbindliche Auslegung des Unionsrechts innehat. Da die Rechtsprechung des EuGH im Bereich der Netzentgelte sehr rudimentär ausfällt, bleibt das letztlich verbindliche Normverständnis des EuGH zu einem gewissen Grad spekulativ und muss anhand der juristischen Auslegungsmethoden antizipiert werden.¹⁷

Die Reformvorschläge in diesem Papier beziehen sich primär auf die Netzentgeltstrukturregulierung, also darauf, wie die Netzkosten auf die Netznutzer*innen umgelegt werden. Daher werden die Vorgaben zur Netzentgeltneuausgestaltung, welche die Frage adressiert, wie die Kosten der Netzbetreiber bewertet und vergütet werden, nur punktuell bei Bedarf erörtert.

4.3.1 Die zentralen Tarifgrundsätze: Kostenorientierung, Diskriminierungsverbot, Transparenz und Effizienz

Die zentralen Tarifgrundsätze für die Netzentgeltregulierung finden sich in Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 EBM-VO sowie Art. 27 EnEff-RL und umfassen neben der unterschiedslosen Anwendung der Netzentgelte (Diskriminierungsverbot) die Gebote der Kostenorientierung, Transparenz und Effizienz.¹⁸ Dabei macht das Diskriminierungsverbot den historisch gewachsenen, materiellen Kern aus. Die grundlegende Regelungsmaxime der Netzentgelte ist eine transparente Verteilung der Netzkosten (eines effektiven Netzbetreibers) entsprechend der Kostenverursachungsbeiträge der Netznutzer*innen.

4.3.2 Ergänzende Regulierungsziele und Rechtfertigungsmöglichkeiten

Der Grundfunktion der Netzentgelte, also der Bestimmung und Verteilung von Netzkosten, wurden im Laufe der Zeit verschiedene ergänzende Regulierungsziele an die Seite gestellt. Diese sollen im Rahmen der Netzentgeltregulierung ebenfalls berücksichtigt werden. Hierbei kommt insbesondere der Katalog an ergänzenden Regulierungszielen in Art. 18 Abs. 2 EBM-VO zum Tragen, welcher kürzlich im Rahmen der Reform des Energiemarktdesigns ausgeweitet

¹⁶ Ausführlich zur Herleitung einer Systematik, siehe Schilderoth (2024).

¹⁷ In der Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A) wird mehrfach das Kriterium der „Sachgerechtigkeit“ als Prüfungsmaßstab herangezogen, welcher wohl als Sammelbegriff für die unterschiedlichen Gestaltungs- und Zielvorgaben dienen soll.

¹⁸ Zu den einzelnen Begriffen siehe auch Schilderoth (2024).

wurde.¹⁹ Die Netzentgeltregulierung soll nunmehr – unter anderem – auch die Integration erneuerbarer Energie fördern, zur Verwirklichung der in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele beitragen, Umweltauswirkungen verringern und die öffentliche Akzeptanz fördern (Art. 18 Abs. 2 lit. b und f EBM-VO). Diese Tarifgestaltungsvorgaben können (neben den anderen zentralen Tarifgrundsätzen) als Rechtfertigung dafür dienen, dass vom Grundprinzip der kostenorientierten Gleichbehandlung abgewichen wird.

4.3.3 Grenzen der Rechtfertigung von (Un-)Gleichbehandlungen

Abweichungen vom Tarifgrundsatz einer (kostenorientierten) Gleichbehandlung aufgrund der abschließend geregelten Rechtfertigungsgründe sind jedoch nicht uneingeschränkt möglich. Auch die Rechtfertigungsmöglichkeiten unterliegen ihrerseits Beschränkungen. Die wichtigste ist der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz. Danach muss eine „unterschiedliche Behandlung in angemessenem Verhältnis zu dem mit der betreffenden Behandlung verfolgten Ziel [stehen]“. ²⁰ Der EuGH prüft diese Erfordernisse durchaus gründlich. Er fordert, dass die Notwendigkeit und Wirksamkeit der konkreten Maßnahme auch im Abgleich mit anderen Maßnahmen dargelegt wird und lässt eine vage Begründung nicht ausreichen. Eine Maßnahme, die lediglich indirekt, ungewiss und zufällig dem postulierten Ziel zu dienen vermag, reicht folglich nicht aus, insbesondere wenn andere Maßnahmen möglich sind, die das Ziel direkter und effektiver fördern können. ²¹

4.4 Einschätzungen zur rechtlichen Umsetzbarkeit der Reformvorschläge

4.4.1 Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von EE-Anlagen

Der kürzlich gefasste Festlegungsbeschluss der BNetzA zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A) entspricht wohl den unionsrechtlichen Vorgaben. Damit der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit (auch zukünftig) gewahrt wird, muss jedoch jederzeit überzeugend dargelegt werden können, inwieweit andere Ansätze nicht besser geeignet wären.

Da die einspeisebedingten Netzkosten nicht durch die Verbraucher*innen begründet werden, führt ein Ausgleich der EE-bedingten Ausbaukosten – gemessen am Status quo – faktisch zu einer Annäherung an die tatsächliche Kostenverursachung der verbrauchsseitigen Netznutzer*innen, da die Verzerrungen durch die EE-bedingten Ausbaukosten zumindest reduziert werden (siehe oben 3.1). Im Vergleich zur bisherigen Netzentgeltregulierung werden die Abweichungen von der tatsächlichen Kostenverursachung durch den Ansatz also reduziert und die Vorgabe einer verursachungsgerechten Verteilung der Netzkosten somit weitergehender umgesetzt als bislang.

Das Problem von EE-ausbaubedingten Netzentgeltdifferenzen wird hierdurch jedoch nicht gelöst, sondern es werden lediglich Teile der Netzkosten gewälzt und damit die größten Abweichungen bei den Netzentgelten abgemildert. Es werden also nur die Symptome und nicht die Ursache der starken Netzentgeltdifferenzen in Folge von regional unterschiedlichem Ausbau von EE-Anlagen adressiert.

¹⁹ Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, ABl. EU Reihe L v. 26.06.2024.

²⁰ EuGH, Urt. v. 29.09.2016 – C-492/14 – Essent Belgium, Rn. 78.

²¹ EuGH, Urt. v. 29.09.2016 – C-492/14 – Essent Belgium, Rn. 115 f.

Wenngleich bestehende Reformierungsbedürfnisse nur fragmentarisch adressiert werden, bedeutet dies noch nicht, dass die Festlegung deswegen unionsrechtswidrig ist. Der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit fordert eine Auseinandersetzung mit anderen Möglichkeiten und eine nachvollziehbare Darlegung, warum diese nicht besser geeignet wären, um die Regulierungsziele zu erreichen.

Im Festlegungsbeschluss werden alternative Modelle diskutiert, im Ergebnis jedoch als nicht geeignet angesehen und daher verworfen (Rn. 160 ff.). Die Entscheidungsbegründung gegen eine Vereinheitlichung (zum jetzigen Zeitpunkt) wird neben befürchteten Netzentgeltsprüngen insbesondere auf erhebliche Hürden im administrativen Bereich gestützt (Rn. 169 ff.). Daraus wird gefolgert, dass eine bundesweite Vereinheitlichung nicht geeignet sei, die Betroffenen „vor allem zeitnah zu entlasten“ (Rn. 177). Sie bringt damit bereits zum Ausdruck, dass die zeitliche Komponente als wesentlicher Teil der Verhältnismäßigkeit erachtet wird und bei einer längerfristigen Betrachtung – die nicht auf eine zeitnahe Entlastung fokussiert – die Sachgerechtigkeit des Modells unter Umständen anders zu bewerten wäre.

Bei der Frage, ob (und ggf. wie lange) diese Begründung trägt und damit die Verhältnismäßigkeitserfordernisse gewahrt werden, muss berücksichtigt werden, dass der BNetzA hierbei ein gewisser Beurteilungsspielraum zusteht. Dies gilt insbesondere für den prognostizierten Umsetzungsaufwand und die befürchteten verzögerungsbedingten Nachteile. Im Ergebnis spricht folglich viel dafür, dass die getroffene Festlegung zumindest unter den spezifischen Zielsetzungen und in der aktuell gegebenen Situation die Netzentgeltregulierungsvorgaben aus dem Unionsrecht erfüllt.

4.4.2 Bundeseinheitliche Netzentgelte

Eine vollständige Vereinheitlichung der Netzentgelte dürfte bereits im bestehenden Rechtsrahmen umsetzbar sein. Da es sich um eine Gleichbehandlung aller Netznutzer*innen handelt, wäre eine Vereinheitlichung (nur) insoweit rechtfertigungsbedürftig, als es sich um wesentlich unterschiedliche Sachverhalte handelt. Es spricht jedoch mehr dafür, die verbrauchsseitigen Netznutzungen als wesentlich gleich gelagert anzusehen und daher eine Gleichbehandlung als nicht rechtfertigungsbedürftig.

Ausgangspunkt für die Betrachtung (ob verschiedene Konstellationen als gleich oder ungleich zu bewerten sind) sind die individuell verursachten Netzkosten.²² Viele der für die ungleiche Verteilung der Netzkosten ursächlichen Faktoren lassen sich jedoch kaum aus der individuellen Netznutzung ableiten. Das trifft nicht nur auf den regional unterschiedlichen EE-Ausbau zu. So sind beispielsweise der Netzgebietsschnitt, die Netzplanung und die Verbraucher- und Erzeugungsanlagendichte ursächlich für die umzuverteilenden Netzkosten²³, der*die einzelne Netznutzer*in hat jedoch faktisch keinen Einfluss darauf (siehe oben 3.2.1). Mit Blick auf die verbrauchsseitige Netznutzung und die Frage der individuellen Zurechenbarkeit der Netzkostenverursachung handelt es sich daher eher um gleich gelagerte Sachverhalte, welche grundsätzlich zu einer Gleichbehandlung bei den Netzkosten führen sollten. Eine bundesweite Vereinheitlichung würde die Relation der tatsächlichen, individuell zurechenbaren Verursachungsbeiträge auf Verbrauchsseite daher treffender widerspiegeln als die (nur) netzgebietsspezifische Umverteilung der jeweiligen Kosten im jeweiligen Netzgebiet (Status quo) oder die teilweise Verteilung der EE-bedingten Ausbaukosten (Vorschlag der Bundesnetzagentur).

²² Schilderoth (2024)

²³ Siehe nur BNetzA, Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität (2015), S. 9, 21 und 64.

In der Festlegung wird darauf hingewiesen, dass die Einführung von bundeseinheitlichen Netzentgelten auf Basis regional unterschiedlich hoher finanzieller Lasten des EE-Ausbaus nicht „sachgerecht“ sei, da damit auch Nachteile ausgeglichen werden, die auf strukturelle Unterschiede in den Netzregionen zurückzuführen sind und somit nicht mit dem Verbrauchsverhalten der Netznutzer*innen zusammenhängen.²⁴ Diese Wertung ist jedoch vor dem artikulierten „Kernziel“ einer angemessenen Verteilung von Netzkosten im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu sehen. Wenn nur der EE-Ausbau adressiert werden soll, erscheint es nachvollziehbar, wenn andere strukturelle Unterschiede ausgeklammert werden. Das gilt jedoch nicht, wenn es um die Bewertung einer Vereinheitlichung als umfassende Reformoption geht.

Bei einer ganzheitlichen Betrachtung könnte lediglich vorgebracht werden, dass unzulässigerweise Netznutzer*innen gleichbehandelt werden, die (auch bei identischem Netznutzungsverhalten) aufgrund der genannten regionalen Strukturunterschiede mit Blick auf deren Kostenverursachung als wesentlich unterschiedlich zu betrachten seien.

Neben dem bereits angesprochenen Aspekt der (fehlenden) individuellen Zurechenbarkeit bei der Kostenverursachung lässt sich dem entgegen, dass bereits jetzt eine Vereinheitlichung innerhalb eines Netzgebietes stattfindet, wenngleich die angeführten strukturellen Unterschiede auch schon innerhalb eines Netzgebietes auftreten und damit die von den einzelnen Anschlussnutzer*innen tatsächlich verursachten Kosten – beispielsweise aufgrund ihrer jeweiligen Lage im Netzgebiet – auch schon innerhalb eines (Verteiler-)Netzes divergieren können.²⁵

Dabei ist weder die Größe der Verteilernetzbetreiber noch deren damit zusammenhängende Anzahl unionsrechtlich geregelt. Die strikte Unterscheidung zwischen einer Vereinheitlichung innerhalb der bestehenden Netzgebiete und einer Differenzierung zwischen den unterschiedlichen Netzgebieten ist daher historisch gewachsen (und zudem fortlaufend Änderungen unterworfen) und somit in der Sache zu einem gewissen Grad willkürlich. Es ist nicht ersichtlich, warum strukturelle Unterschiede innerhalb eines Netzgebiets vereinheitlicht werden dürfen, zwischen den Netzgebieten aber nicht – zumal auch ein bundeseinheitliches Preisblatt kostenbasierte Differenzierungen vorsehen könnte.

Dies wird gestützt durch einen Blick in andere Mitgliedstaaten, welche – auch im Verhältnis zur geographischen Größe und Bevölkerung – wesentlich weniger Netzgebiete aufweisen, was schon faktisch zu einer (stärkeren) Vereinheitlichung der Netzentgelte im Staatsgebiet führt.²⁶ Für die Entscheidung hinsichtlich der Netzkostenverteilung ließe sich daher vergleichsweise auch auf einen fiktiven Verteilernetzbetreiber abstellen, der allein für das gesamte Bundesgebiet zuständig ist. Dessen Netzentgeltstruktur müsste zum einen regionale Preisdifferenzierungen gegebenenfalls gleichermaßen an individuelle Verursachungsbeiträge rückkoppeln, zum anderen könnten unter Transparenz- und Akzeptanzgesichtspunkten (Art. 18 Abs. 1 S. 1 und Abs. 2 lit. f EBM-VO) weitgehende Vereinheitlichungen vorgesehen werden.

Daraus lässt sich ableiten, dass eine bundesweite Vereinheitlichung – im Sinne eines einheitlichen Preisblattes – unionsrechtlich keinen grundlegenden Bedenken begegnen würde, soweit die einzelnen Gestaltungsvorgaben der Netzentgeltssystematik weiterhin berücksichtigt

²⁴ BNetzA, Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A), 6.1.2, Rn. 167.

²⁵ Siehe oben die Ausführungen zur Verursachungsgerechtigkeit und zum „Vermischungseffekt“ mit weiteren Nachweisen (3.2.1).

²⁶ Siehe oben 3.2.1, sowie ACER (2021, S. 16 f.). In einigen MS gibt es nur einen VNB (Irland, Slowenien, Kroatien, Malta und Zypern), in Frankreich sind rund 95 % der Netznutzer*innen auf dem Festland bei einem VNB (Enedis) angeschlossen.

werden. Es dürfte sich daher im Rechtssinne wohl um eine (nicht rechtfertigungsbedürftige) Gleichbehandlung von wesentlich Gleichem handeln.

Selbst wenn man davon ausgehen würde, dass es sich bei gleichem Netznutzungsverhalten aufgrund der strukturellen Unterschiede in den Netzgebieten nicht um wesentlich gleiche Sachverhaltskonstellationen handelt²⁷, wäre eine Gleichbehandlung (von in diesem Fall wesentlich Ungleichem) anhand der Netzentgeltregulierungsziele zu rechtfertigen. Hierfür könnten insbesondere die Zielvorgaben einer transparenten und akzeptanzfördernden Ausgestaltung herangezogen werden.

Mit Blick auf die auch im Unionsrecht angelegte Trennung zwischen den bei der Netzentgeltregulierung zu berücksichtigenden Netzkosten der Netzbetreiber (Netzentgeltstufniveauregulierung) und der Verteilung der ermittelten Netzkosten (Netzentgeltstrukturregulierung) spricht zudem viel dafür, dass eine netzgebietsscharfe Ermittlung der Netzkosten nicht zwangsläufig auch mit einer nach Netzgebieten differenzierten Verteilung der Netzkosten einhergehen muss. Außerdem findet auf Übertragungsnetzebene bereits eine netzgebietenübergreifende Vereinheitlichung statt. Die netzgebietenbezogene Anreizregulierung für die Netzbetreiber könnte demnach beibehalten und mit einer bundesweiten Vereinheitlichung der Netzentgelte für die Netznutzer*innen kombiniert werden.

Ferner lassen sich auch die Netzentgelt-bezogenen Vorgaben zur Energieeffizienz²⁸ für eine bundesweite Vereinheitlichung anführen. Die sich (auch bei einer teilweisen Verteilung) in den Netzentgelten widerspiegelnden Mehrkosten aus der Integration von EE-Anlagen machen eine erzeugungsnahe Ansiedlung von Verbrauchern unattraktiver. Dieser strukturelle Fehlanreiz bei der Verbrauchsallokation – welcher dem Regulierungsziel der Energieeffizienz zuwiderläuft – würde bei einer bundesweiten Vereinheitlichung entfallen.

Die rechtliche Umsetzbarkeit von bundeseinheitlichen Netzentgelten ist daher insbesondere seit der Novellierung der unionsrechtlichen Vorgaben bereits im bestehenden Rechtsrahmen positiv zu bewerten.

Vor dem Hintergrund der sich schon heute teilweise umkehrenden Lastflüsse (siehe oben 3.2.1) wäre auch der Ansatz einer Vereinheitlichung über die einzelnen Netzebenen hinweg (und nicht lediglich innerhalb der einzelnen Netzebenen) unter dem Gesichtspunkt der kostenorientierten Gleichbehandlung vertretbar. Je stärker sich die Lastflüsse umkehren, desto mehr wäre eine netzebenenübergreifende Vereinheitlichung sogar geboten beziehungsweise ein Festhalten an der unidirektionalen vertikalen Kostenwälzung zunehmend rechtfertigungsbedürftig.

4.4.3 Einspeisenentgelte (G-Komponente)

Eine (stärkere) Beteiligung von Erzeugungsanlagen an den Netzkosten wäre unter dem Gesichtspunkt der unionsrechtlich geforderten Kostenorientierung grundsätzlich zulässig. Der weite Netzentgeltbegriff auf EU-Ebene umfasst auch die von Erzeugungsanlagen zu tragenden Netzanschlusskosten (siehe oben 4.2), so dass Erzeugungsanlagen sich – zumindest teilweise – schon heute an den Netzentgelten beteiligen, wenn dieser weite Netzentgeltbegriff auf EU-Ebene zugrunde gelegt wird. Die Einführung weitergehender Beteiligungen von Erzeugungsanlagen an den Netzkosten bis zur Höhe der tatsächlich von ihnen verursachten Netzkosten (auch im

²⁷ So in der Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A), 6.1.2, Rn. 167, mit Hinweis auf unterschiedliche Netzauslastungen, Besiedlungsdichten und Netzalter.

²⁸ Insbesondere Art. 27 der Energieeffizienz-Richtlinie – EnEff-RL, aber auch Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, UAbs. 2. S. 1, Abs. 2 lit. a, Abs. 8 EBM-VO. Siehe hierzu auch (Schilderoth 2024).

Betrieb) wäre mit Blick auf die in den Tarifgrundsätzen geforderte kostenorientierte Gleichbehandlung daher grundsätzlich geboten, in jedem Fall also zulässig.²⁹

Ein Verweis auf die bisherige Regelung in § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV, wonach für die Einspeisung elektrischer Energie keine Netzentgelte zu entrichten sind, stellt aufgrund dessen kompetenzwidrigen Zustandekommens und der Unabhängigkeit der BNetzA vom nationalen Verordnungsgeber (siehe oben 4.1) kein rechtliches Hindernis bei der Einführung von Netzentgelten für die Einspeisung dar. Die in der Festlegung zitierten Vorgaben zu den Einspeiseentgelten im Unionsrecht, welche einen Entgeltkorridor von 0 bis 0,5 EUR/MWh vorgeben³⁰, beziehen sich explizit nur auf den Zugang zum Übertragungsnetz.³¹ Sie stehen der Einführung von Einspeiseentgelten auf Verteilernetzebene folglich nicht entgegen und schränken lediglich deren Höhe auf Übertragungsebene ein.

4.4.4 Transformationsgekoppelte Netzentgelte

Eine „Überkompensation“ von Netzentgelten in Regionen, die einen besonders großen Beitrag zur Energiewende leisten, in der beschriebenen Form von transformationsgekoppelten Netzentgelten (siehe oben 3.2.3) würde sich vergleichsweise stark von dem Gebot der Kostenorientierung entfernen. Netznutzer*innen in Netzgebieten, die einen hohen Transformationsbeitrag leisten und soweit sie deswegen höhere Netzkosten haben, würden nach dieser Weiterentwicklungsoption im Ergebnis geringere Netzentgelte zahlen als Netznutzer*innen in Netzgebieten, die nur einen niedrigen Transformationsbeitrag leisten und soweit sie daher entsprechend niedrigere Netzkosten aufweisen.

Die Privilegierung von Netznutzer*innen in Regionen mit einem hohen Transformationsbeitrag, die weniger Netzkosten übernehmen müssen als sie verursachen und die Belastung von Netznutzer*innen in anderen Regionen, die (bei gleichem Netznutzungsverhalten) neben den in ihrem Netzgebiet angefallenen Netzkosten auch noch Kosten aus anderen Gebieten übernehmen müssen, stellt eine (doppelte) Ungleichbehandlung dar, da basierend auf den verursachten und zurechenbaren Netzkosten auf der einen Seite eine Privilegierung und auf der anderen Seite eine zusätzliche Belastung entsteht. Eine solche Regelung kehrt die Kostenorientierung im Vergleich zwischen den Netzgebieten somit teilweise sogar um (höhere Netzentgelte in Netzgebieten mit niedrigeren Netzkosten). Daher wäre der Rechtfertigungsaufwand für eine solche Ungleichbehandlung entsprechend hoch.

Als Rechtfertigungsgründe könnten nunmehr die neu in Art. 18 Abs. 2 EBM-VO aufgenommenen Ziele der Integration erneuerbarer Energien oder auch die Förderung von Akzeptanz herangezogen werden. Damit der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gewahrt bleibt, müsste jedoch nachgewiesen werden, dass eine entsprechende Netzentgeltverteilung die gewünschten Ziele tatsächlich zu fördern vermag. Eine bloß potenzielle Unterstützung auf indirektem Wege reicht nicht aus, um eine entsprechende Ungleichbehandlung zu rechtfertigen.³² Vielmehr müsste dargelegt werden, dass keine anderen Maßnahmen zur Verfügung stehen, welche das Ziel auf direktere und effektivere Art und Weise erreichen können. Die Förderung der Integration und Akzeptanz von EE-Anlagen über geringere Netzentgelte für die Netznutzung von

²⁹ In mehr als zehn anderen Mitgliedstaaten werden Einspeiseentgelte erhoben, wobei als Begründung meist die Kostenorientierung angeführt wird (ACER 2021, S. 34).

³⁰ BNetzA, Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BK8-24-001-A), 6.1.3, Rn. 179.

³¹ Art. 2 Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission vom 23. September 2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte, ABl EU Nr. L 250 v. 24.09.2010, S. 5.

³² EuGH, Urt. v. 29.09.2016 – C-492/14 – Essent Belgium, Rn. 116.

Verbraucher*innen in der Netzregion stellt ein eher indirektes Förderungsinstrument mit teilweise ungewissem und zufälligem Fördercharakter dar. Außerdem könnte die Überkompensation zu Akzeptanzverlusten in anderen Regionen führen, in denen die Netzentgelte reziprok steigen (siehe oben 3.2.3).

Eine Überkompensation von Netzentgelten in EE-Regionen scheint daher im Ergebnis eine – wenn überhaupt – nur sehr schwer rechtfertigbare Ungleichbehandlung im Rahmen der Netzentgeltregulierung darzustellen. Die Umsetzbarkeit im bestehenden Rechtsrahmen ist folglich kritisch zu bewerten.

5 Fazit

Der Aus- und Umbau der Stromnetze ist das Rückgrat einer erfolgreichen Energiewende, einem Gesellschaftsprojekt von dem alle deutschen Bürger*innen profitieren. Ohne Stromnetze, die für eine Transformation des Energiesystems gewappnet sind, ist das Erreichen der deutschen Klimaschutzziele gefährdet. Die Kosten der Ertüchtigung dieser Netze sind heute jedoch ungerecht verteilt. So finanzieren Bürger*innen in Netzgebieten, in denen viele erneuerbare Energien an das Netz angeschlossen werden, die damit verbundenen hohen Netzkosten, wohingegen alle deutschen Bürger*innen vom klimaneutralen Strom der erneuerbaren Energien profitieren.

Die von der Bundesnetzagentur beschlossene Reform der Netzentgelte macht den ersten Schritt in Richtung einer sachgerechten, gleichmäßigen Verteilung der Netzinfrastrukturkosten der Energiewende in Deutschland. Es werden dadurch Regionen entlastet, die mit hohen Netzkosten durch den Ausbau erneuerbarer Energien konfrontiert sind. Dieses Modell hat daher allerdings nur Übergangscharakter, da es nicht zu einer gesamtgesellschaftlichen Finanzierung der Energiewende-Infrastrukturkosten führt. Dies ist besonders notwendig, weil zukünftig die EE-bedingten Verteilnetzkosten stark steigen werden (Möst et al. 2024) und damit die Belastung von Verbraucher*innen in EE-Regionen, siehe Kapitel 3. Daran anschließend stellt sich somit die Frage: Wie kann die Reform der Netzentgelte Netzentgeltunterschiede zwischen Regionen als mögliche Hürde für die Energiewende adressieren?

In diesem Papier wurden hierfür verschiedene Weiterentwicklungsmöglichkeiten vorgestellt, die die Kosten der Netzinfrasturktur neu verteilen. Diese Modelle adressieren lediglich die Verteilung der Netzkosten und schließen daher eine mögliche zeitlichen Dynamisierung der Netzentgelte nicht aus. Alle Modelle wurden dahingehend geprüft, ob sie das Ziel einer sachgerechten, gesellschaftlichen Finanzierung der Netzkosten erreichen können. Dabei kamen wir zu dem Schluss, dass bundeseinheitliche Verteilnetzentgelte dazu am besten geeignet sind, da sie nachhaltig Ungleichheiten adressieren und Netzentgelte als Politikum entschärft. Einspeisenetzentgelte auf der anderen Seite hingegen können zu einer Senkung der Netzentgelte beitragen, beheben jedoch nicht das bereits bestehende Problem regionaler Entgeltunterschiede. Der neu vorgestellte Vorschlag der transformationsgekoppelten Entgelte erscheint zu komplex. Auch wenn verschiedene Punkte für diesen Ansatz sprechen, wäre es zunächst notwendig diesen weiterzuentwickeln.

Aus rechtlicher Sicht sind keine Hindernisse bei der Umsetzbarkeit von bundeseinheitlichen Netzentgelten ersichtlich. Vielmehr lässt das (ausschließlich bindende) unionsrechtliche Vorgabenkonglomerat – insbesondere die Vorgabe einer Gleichbehandlung unter dem Gesichtspunkt individuell zurechenbarer Netzkostenverursachung – eine Vereinheitlichung als geboten erscheinen. Gleiches gilt für eine (stärkere) Beteiligung der Einspeiseseite an den Netzkosten, beispielsweise in Form von Einspeisenetzentgelten. Eine Einführung transformationsgekoppelter Netzentgelte ist aufgrund der starken Abweichung vom Gebot der individuell zurechenbaren Netzkostenverursachung kritisch zu bewerten.

Wie in Kapitel 3 dargestellt stellt die Einführung bundeseinheitlicher Netzentgelte das nächste anzustrebende Ziel einer Reform der Netzentgelte dar.

6 Quellenverzeichnis

ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2021): ACER Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Hg.). Ljubljana. Online verfügbar unter

<https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf>, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2015a): Netzentgeltsystematik Strom, BDEW-Eckpunkte zur Weiterentwicklung. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hg.). Berlin.

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2015b): Netzentgeltsystematik Strom, Positionspapier. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hg.). Berlin.

BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie (2024): BEE-Stellungnahmen zum Eckpunktepapier "Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien" der BK8, Bundesnetzagentur. Bundesverband Erneuerbare Energie (Hg.). Berlin.

Bundesnetzagentur (2015): Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität. Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Bundesnetzagentur (2017): Ermittlung der Netzkosten, Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html, zuletzt aktualisiert am 16.05.2024, zuletzt geprüft am 16.05.2024.

Bundesnetzagentur (2021a): Bericht: Monitoringbericht 2020. Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Bonn.

Bundesnetzagentur (2021b): EEG in Zahlen 2019. Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Bonn.

Bundesnetzagentur (2023a): Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022, Berichte der Verteilernetzbetreiber gem. § 14 Abs. 2 i. V. m. §14 d EnWG. Stand: Juli 2023. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 05.07.2024.

Bundesnetzagentur (2023b): Eckpunktepapier, Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Bundesnetzagentur (Hg.). Bonn.

Bundesnetzagentur (2023c): Monitoringbericht 2023, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Bonn.

Bundesnetzagentur (2024a): Beschluss zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Entwurf). Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Bonn.

Bundesnetzagentur (2024b): Beschluss zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Bonn.

Bundesnetzagentur (2024c): Marktstammdatenregister. Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Bonn.

Bundesnetzagentur (2024d): Verteilung von Netzkosten, Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/start.html, zuletzt aktualisiert am 03.05.2024, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Bundesnetzagentur (o. D. a): Anreizregulierung, Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/start.html>, zuletzt aktualisiert am 03.05.2024, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Bundesnetzagentur (o. D. b): Qualitätsregulierung und Qualitätselement, Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/57_QElement/BK8_QElement.html.

Bundesnetzagentur (o. D. c): Regulierungskonto, Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/53_Regulierungskonto/BK8_RegKonto.html, zuletzt aktualisiert am 14.06.2024, zuletzt geprüft am 14.06.2024.

Bundesnetzagentur (o. D. d): Vermiedene Netzentgelte, Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/67_vermNetzentG/BK8_vermNetzentg.html, zuletzt aktualisiert am 01.08.2024, zuletzt geprüft am 01.08.2024.

Bundesregierung (2023): Der Klima- und Transformationsfonds | Bundesregierung, Bundesregierung. Bundesregierung (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ktf-sondervermoegen-2207614>, zuletzt aktualisiert am 11.07.2024, zuletzt geprüft am 11.07.2024.

BWE - Bundesverband WindEnergie (2024): Finanzielle Beteiligung von Anwohner*innen und Gemeinden, Informationspapier. Stand: März 2024. Papier wird fortlaufend aktualisiert. Bundesverband WindEnergie. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/01-windkraft-vor-ort/20240322_BWE-Informationspapier_Beteiligung_von_Anwohnern_und_Gemeinden.pdf, zuletzt geprüft am 27.05.2024.

Consentec (2021): Funktionsgerechtere Netzentgelte im Stromnetz – Ansätze zur Annäherung regionaler Entgelt-niveaus, Gutachten für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein. Consentec. Consentec (Hg.). Aachen. Online verfügbar unter https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2023/09/Consentec_MELUND_Netzentgelte_20211125.pdf, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Consentec (2024): Operative Umsetzung einer bundesweiten Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte, Gutachten im Auftrag der Netze BW. Consentec. Consentec (Hg.). Aachen.

Consentec; Fraunhofer ISI (2018): BMWi-Vorhaben „Netzentgelte“: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität. Consentec; Fraunhofer ISI. Consentec und Fraunhofer ISI (Hg.). Aachen, Karlsruhe.

Deutsche Umwelthilfe (2024): Stellungnahme zu den Eckpunkten zur gerechten Verteilung von Netzkosten für den Ausbau der Erneuerbaren. Deutsche Umwelthilfe. Deutsche Umwelthilfe (Hg.). Berlin.

Deutscher Ethikrat (2024): Klimagerechtigkeit, Stellungnahme. Deutscher Ethikrat. Deutscher Ethikrat (Hg.). Berlin.

Dugstag, A.; Grimsrud, K.; Kipperberg, G.; Lindhjem, H.; Navrud, S. (2020): Acceptance of wind power development and exposure - Not-in-anybody's-backyard. In: *Energy Policy* 147.

energy.prime (2024): "Ein idealer Standort für CO₂-neutrale Produktion", Interview mit Northovlts Deutschland-Chef Christofer Haux. energy.prime. energy.prime (Hg.). München.

ENTSO-E (2020): Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2020. ENTSO-E. European Network of Transmission System Operators for Electricity (Hg.). Brussels.

Frank, D.; Kleis, K.; Schmid, E.; Schrader, T.-S.; Schwarze, E.; Zimmermann, H. (2022): Effektive Stromnetzentgelte für die Transformation, Den Weg zur Klimaneutralität innovativ und sozial gerecht gestalten. Germanwatch (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.germanwatch.org/de/85071>, zuletzt geprüft am 09.07.2024.

Fritz, W.; Maurer, C.; Jahn, A. (2021): Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. Agora Energiewende. Agora Energiewende (Hg.). Berlin.

Fritz, W.; Willemsen, S.; Linke, C.; Klobasa, M. (2018): Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. Consentec; Fraunhofer ISI. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.). Berlin, Karlsruhe.

Germanwatch (2024): Stellungnahme zum Eckpunktepapier „Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“ der Bundesnetzagentur von Dezember 2023. Germanwatch. Germanwatch (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2024/2024_4-Steller/BK8-24-0001/Stellungnahmen/Germanwatch_Stellungnahme.pdf?blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 10.07.2024.

Hinz, F. (2014): Netznutzungsentgelte - Konzepte und regionale Verteilungseffekte. TU Dresden. Dresden.

Hinz, F.; Iglhaut, D.; Frevel, T.; Möst, D. (2014): Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. TU Dresden. Dresden.

Hinz, F.; Möst, D. (2017): Regionale Unterschiede der Netzentgelte. In: *ifo Dresden berichtet* (5), S. 24–30.

IHK Niedersachsen (2024): Stellungnahme zum Eckpunktepapier „Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ der Bundesnetzagentur vom 01.12.2023. IHK Niedersachsen. IHK Niedersachsen (Hg.). Emden. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2024/2024_4-Steller/BK8-24-0001/Stellungnahmen/IHK_Niedersachsen_Stellungnahme.pdf?blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 10.07.2024.

Jahn, A. (2014): Netzentgelte in Deutschland. Agora Energiewende. Agora Energiewende (Hg.). Berlin.

Knauf, J. (2022): Can't buy me acceptance? Financial benefits for wind energy projects in Germany. In: *Energy Policy* 165.

Metz, J.; Doderer, H. (2021): Systemische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0. IKEM. Institution für Klimaschutz, Energie und Mobilität (Hg.). Berlin.

Mitnetz Strom; E-Bridge (2016): Zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende, Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des ordnungspolitischen Rahmens. Mitnetz Strom; E-Bridge. Mitnetz Strom und E-Bridge (Hg.). Cottbus, Bonn. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20160906_Studie-E-Bridge-MITNETZ-DSO2.0-Paper.pdf, zuletzt geprüft am 09.07.2024.

- Möst, D.; Büttner, A.; Glynos, D. (2024): Analyse der Auswirkungen einer überregionalen Wälzung von Stromnetzentgelten in Deutschland. TU Dresden. Dresden.
- Möst, D.; Hinz, F.; Schmidt, M.; Zöphel, C. (2015): Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte, Bestandsaufnahme und pragmatische Lösungsansätze Stand 10/2015, 50Hertz Transmission GmbH (Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, Band 8). Dresden: Technische Universität Dresden Fakultät Wirtschaftswissenschaften Lehrstuhl für Energiewirtschaft. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/283732464_Kurzgutachten_zur_regionalen_Ungleichverteilung_der_Netznutzungsentgelte_-_Bestandsaufnahme_und_pragmatische_Losungsansätze, zuletzt geprüft am 09.07.2024.
- Netze BW (2024): Stellungnahme zu den Eckpunkten für die Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Netze BW. Netze BW (Hg.). Stuttgart. Online verfügbar unter <https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/2kzFHHJMXtn1Ti2hOefvIU/459390ca6eada9dd5ec2394d796b7ee5/stellungnahme-eckpunkte-ee-mehrkosten.pdf>, zuletzt geprüft am 09.07.2024.
- Plaga, L. S.; Lynch, M.; Curtis, J.; Bertsch, V. (2024): How public acceptance affects power system development - A cross country analysis for wind power. In: *Applied Energy* 359.
- Praetorius, B.; Lenck, T.; Büchner, J.; Lietz, F.; Nikogosian, V.; Schober, D.; Weyer, H.; Woll, O. (2017): Neue Preismodelle für Energie, Grundlage einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlage auf Strom und fossile Energieträger. Agora Energiewende. Agora Energiewende (Hg.). Berlin.
- Projektträger Jülich (2024): Gleichzeitigkeitsgrad, Projektträger Jülich. Enargus (Hg.). Online verfügbar unter https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d4511-2/*/*Gleichzeitigkeitsgrad?op=Wiki.getwiki, zuletzt aktualisiert am 09.07.2024, zuletzt geprüft am 09.07.2024.
- Salak, B.; Kienast, F.; Olschewski, R.; Spielhofer, R.; Wissen Hayek, U.; Grêt-Regamey, A.; Hunziker, M. (2022): Impact on the perceived landscape quality through renewable energy infrastructure. A discrete choice experiment in the context of the Swiss energy transition. In: *Renewable Energy* 193, S. 299–308.
- Schilderoth, T. (2024): Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor, Systematik und Reformbedarf. Unter Mitarbeit von Klarmann, T.; Hilpert, J. und Kahles. Stiftung Umweltenergierecht (Hg.). Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/09/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_37_Netzentgelte.pdf, zuletzt geprüft am 19.09.2024.
- Statistisches Bundesamt (2024): Bevölkerung nach Nationalität und Bundesländern. Statistisches Bundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/Tabellen/bevoelkerung-nichtdeutsch-laender.html>, zuletzt aktualisiert am 16.05.2024.
- Verbraucherzentrale Bundesverband (2024): Verteilnetzentgelte fairer verteilen, Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv) zum Eck- punktepapier der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Verbraucherzentrale Bundesverband. Verbraucherzentrale Bundesverband (Hg.). Berlin.
- Wilczek, P. (2018): Charges for Producers connected to Distribution Systems. Eurelectric. Eurelectric (Hg.). Brussels.
- Zerres, A. (2023): Netzausbau und faire Lastenverteilung bei den Netzentgelten, Präsentation auf der Fachtagung Netze - LEE MV in Schwerin, 21.11.2023. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.lee-mv.de/wp-content/uploads/2023/11/BNetzA-Zerres.pdf>, zuletzt geprüft am 27.05.2024.