

HINTERGRUNDPAPIER

Effektive Stromnetzentgelte für die Transformation

Den Weg zur Klimaneutralität innovativ und sozial gerecht gestalten

David Frank, Kirsten Kleis, Dr. Eva Schmid, Tessa-Sophie Schrader, Emil Schwarze, Hendrik Zimmermann



Zusammenfassung

Für die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem ist nicht nur der beschleunigte Ausbau der Erneuerbaren Energien wichtig. Das ganze System sollte neu gedacht werden – und damit auch die Netzentgelte. Diese sollten Innovationen, Effizienz und Flexibilität anreizen, die dringend erforderlich für ein System sind, dass zu 100% auf Erneuerbaren Energien beruht. Eine zentrale Rolle kommt dabei auch Fragen der sozialen Gerechtigkeit zu, da Netzentgelte absehbar einen immer erheblicheren Kostenblock darstellen werden.

In diesem Papier geben wir einen Überblick über die Besonderheiten der Stromnetze in Deutschland und stellen die verschiedenen Dimensionen und Herausforderungen der Stromnetzregulierung vor. Daraufhin diskutieren wir konkrete Bausteine für eine Reform der Netzentgelte. Der Fokus liegt dabei auf ihrer Bedeutung für das Energiesystem, das Erreichen der Klimaneutralität und die soziale Gerechtigkeit.

Impressum

AutorInnen:

David Frank, Kirsten Kleis, Dr. Eva Schmid, Tessa-Sophie Schrader, Emil Schwarze, Hendrik Zimmermann

Herausgeber:

Germanwatch e.V.

Büro Bonn:

Dr. Werner-Schuster-Haus

Kaiserstr. 201

D-53113 Bonn

Telefon +49 (0)228 / 60 492-0, Fax -19

Büro Berlin:

Stresemannstr. 72

D-10963 Berlin

Telefon +49 (0)30 / 57 71 328-0, Fax -11

Internet: www.germanwatch.org

E-Mail: info@germanwatch.org

10/03/2022

Bestellnummer: 22-3-3

Diese Publikation kann im Internet abgerufen werden unter: www.germanwatch.org/de/85071



Diese Publikation ist im Rahmen des Kopernikus-Forschungsprojekts ENSURE – ‚Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende‘ – entstanden, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). Für den Inhalt sind alleine die Autor:innen verantwortlich.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Die Regulierungsherausforderung.....	5
3	Stromnetz-Basics: Technik, Regulierung und Akteur:innen	11
3.1	Das Stromnetz aus technischer Sicht	11
3.2	Sehr kurze Geschichte der Stromnetzregulierung	12
3.3	Stromnetzbetreiber.....	13
4	Das Design von Stromnetzentgelten.....	14
4.1	Wer zahlt Netzentgelte?	14
4.2	Was ist die Bezugsgröße der Netzentgeltberechnung?.....	16
4.3	Welche zeitliche Auflösung wird verwendet?	18
4.4	Welche räumliche Auflösung wird verwendet?.....	19
5	Bausteine für eine Reform der Netzentgeltregulierung.....	19
5.1	Bundeseinheitliche Netzentgelte auf Verteilnetzebene.....	20
5.2	Netzentgelte für Stromproduzenten.....	21
5.3	Bidirektionale Kostenwälzung.....	22
5.4	Nicht-systemdienliche Netzentgelte für die Industrie reformieren.....	23
5.5	Zeitvariable Netzentgelte für alle Verbraucher:innen.....	25
6	Empfehlungen für den weiteren Prozess	27
7	Referenzen.....	28

1 Einleitung

„Wir treiben eine Reform der Netzentgelte voran, die die Transparenz stärkt, die Transformation zur Klimaneutralität fördert und die Kosten der Integration der Erneuerbaren Energien fair verteilt“ – so der Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung (2021, S. 62). Die lange überfällige Reform der Netzentgeltsystematik wird in dieser Legislaturperiode nun endlich angegangen. Überfällig vor allem deswegen, weil die Stromnetzregulierung historisch gewachsen und nicht für eine Transformation ausgelegt ist. Die aktuelle Regulierung der Stromnetze ist das Produkt der europäisch getriebenen Liberalisierung des Strommarktes, die volkswirtschaftliche Effizienz und damit Kosten für Energiekonsument:innen in den Fokus stellt.

Volkswirtschaftliche Kosteneffizienz ist wichtig – aber für eine Transformation des Energiesystems, die eine weitreichende Elektrifizierung aller Sektoren mit sich bringt, nicht hinreichend. Zusätzlich müssen weitere Kriterien für die Ausgestaltung der Stromnetzregulierung maßgeblich werden: Effektivität in Bezug auf Klimaneutralität, Innovation und soziale Gerechtigkeit. Damit Stromnetze in allen Spannungsebenen zukunftsfähig betrieben und ausgebaut werden können, muss die Koalition zeitnah eine weitreichende Reform der Stromnetzregulierung beschließen.

Die Regulierung der Stromnetze bedingt, wie Stromnetzentgelte erhoben werden und wie die Aufwendungen der Stromnetzbetreiber erstattet werden. Damit setzt die Regulierung maßgebliche Anreize, wie die Strominfrastruktur ausgestaltet ist und wer diese bezahlt. Derzeit machen Netzentgelte ca. ein Drittel der Stromrechnung von Verbraucher:innen aus. Das ist der größte Kostenblock (Agora 2019).

Wir argumentieren in diesem Papier ([Kapitel 2](#)), dass **ein zukunftsfähiges Design der Stromnetzregulierung dadurch zu erkennen ist**, dass die **direkten und indirekten Effekte der Anreizwirkungen**

- (1) eine **klimaneutrale Elektrifizierung** in allen **integrierten Sektoren** (Verkehr, Industrie, Wärme, Energieträgererzeugung) des Energiesystems ermöglichen,
- (2) die dafür nötigen **technischen** und **gesellschaftlichen Innovationen** ermöglichen,
- (3) **soziale Gerechtigkeit** herstellen zwischen verschiedenen Stromkonsument:innen und Infrastrukturakteuren bei der Finanzierung der Stromnetzinfrastrukturen,
- (4) **langfristige** volkswirtschaftliche Effizienz zur Folge haben, sowie
- (5) die **Belange aller involvierten Akteur:innen** (Stakeholder:innen) während der Transformation angemessen **anerkennen und berücksichtigen**.

In [Kapitel 3](#) geben wir einen Überblick über die Grundlagen des Stromnetzes: Welche Technik gibt es, was ist die Geschichte der Stromnetzregulierung und welche Akteur:innen gibt es? Daraufhin konzentrieren wir uns auf die Netzentgeltseite der Stromnetzregulierung: [Kapitel 4](#) beleuchtet die aktuelle Situation und zeigt vier Dimensionen auf, in denen die Stromnetzentgelte geändert werden könnten. [Kapitel 5](#) stellt beispielhaft Bausteine einer möglichen Reform vor und diskutiert diese. Die

Bausteine wurden in einem zweitägigen, interaktiven Stakeholder:innen-Workshop mit Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft im Juni 2021 erarbeitet.¹

Um ein möglichst zukunftsfähiges Design der Stromnetzregulierung zu entwickeln, müssen die vielen betroffenen Akteur:innen miteinander in einen wertschätzenden Dialog gehen. In diesem werden sie voneinander und miteinander lernen sowie gemeinsam Kompromisse ausloten, um auftretende Zielkonflikte zu lösen. Idealerweise würden Designentscheidungen identifiziert, die alle in die Transformation involvierten Akteure mittragen. Bislang findet der Dialog zur Stromnetzregulierung vor allem zwischen Fachverbänden, Jurist:innen, der Regulierungsbehörde und einschlägigen Wissenschaftler:innen statt. Wir möchten mit diesem Papier das Expert:innenthema Stromnetzregulierung einem breiten Stakeholder:innenkreis zugänglich machen.

2 Die Regulierungsherausforderung

Vereinfacht gesagt besteht die Herausforderung der Stromnetzregulierung darin, kohärente Regeln zu entwickeln, wie für die Nutzung des Stromnetzes Entgelte erhoben, verwaltet und an die Netzbetreiber verteilt werden. Dabei müssen Anreize entstehen, die Klimaneutralität, technische und soziale Innovation im Energiesystem, soziale Gerechtigkeit und volkswirtschaftliche Kosteneffizienz zur Folge haben – oder wenigstens damit kompatibel sind. Das ist derzeit nicht der Fall, da viele Komponenten der Stromnetzregulierung noch aus einer Zeit stammen, in der die fossile Erzeugung dominiert hat.

Im Jahr 2018 beliefen sich die durch Netzentgelte gezahlten Kosten für das deutsche Stromnetz auf ca. 23,2 Mrd. Euro. Dabei machen die Kosten für das Übertragungsnetz mit 5,8 Mrd. Euro 25 % der Gesamtkosten aus. Das Verteilnetz verursacht mit 17,4 Mrd. Euro, also 75 %, den Großteil der Kosten. Den größten Anteil daran haben Investitionen in Netzreserven, den Netzausbau und Offshore-Anbindungen. Daher steigen die Kosten für das Verteilnetz im Zuge der fortschreitenden Energiewende weiter an. Aufgrund mangelnder Transparenz können diese Kosten jedoch lediglich geschätzt werden (Jahn und Graichen, 2018).

¹ Unter dem Titel „Stromnetzentgelte reformieren: Für Gerechtigkeit & Innovationen – wie klappt’s?“ führte Germanwatch am 08. und 09. Juni 2021 einen digitalen Workshop durch. Der Workshop war Teil der von Germanwatch initiierten Perspektivwechsel-Workshopreihe zum klimaneutralen Energiesystem der Zukunft. Ziel der Perspektivwechsel-Workshopreihe von Germanwatch ist es, gemeinsam die Erfordernisse und Hemmnisse des zukünftigen Energiesystems auszuloten. Durch Integration unterschiedlicher Ansichten wollen wir eine gemeinsame strategische Perspektive und Vision des Systems erarbeiten.

Um dieser gemeinsamen Perspektive auf das künftige Energiesystem gerecht zu werden, werden zu den Workshops jeweils eine breite Palette an relevanten Akteur:innen aus Wirtschaft, Behörden, Politik, Wissenschaft und Zivilgesellschaft eingeladen. Zu den im Juni vertretenen Stakeholdergruppen zählten u.a. Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Stadtwerke, Energieversorger, Behörden, Agenturen, Verbände Erneuerbarer Energien, Verbände der Gaswirtschaft, Nichtregierungsorganisationen (NGOs), Bürgerinitiativen, Consultants und Wissenschaft.

Methodisch basiert die Workshopreihe insbesondere auf dem Perspektivwechsel-Ansatz. Wichtig ist dabei, dass die Perspektiven aller Teilnehmenden Raum bekommen. Verschiedene Ansichten und dahinterstehende Argumente werden in maximal gemischten Kleingruppen diskutiert. Dabei werden nicht nur Sachinformationen, sondern auch Werte und Interessen der verschiedenen Stakeholdergruppen sichtbar. Das ist wichtig, um Gemeinsamkeiten, aber auch Unterschiede, und darauf aufbauend Möglichkeiten einer gemeinsamen strategischen Perspektive zu identifizieren.

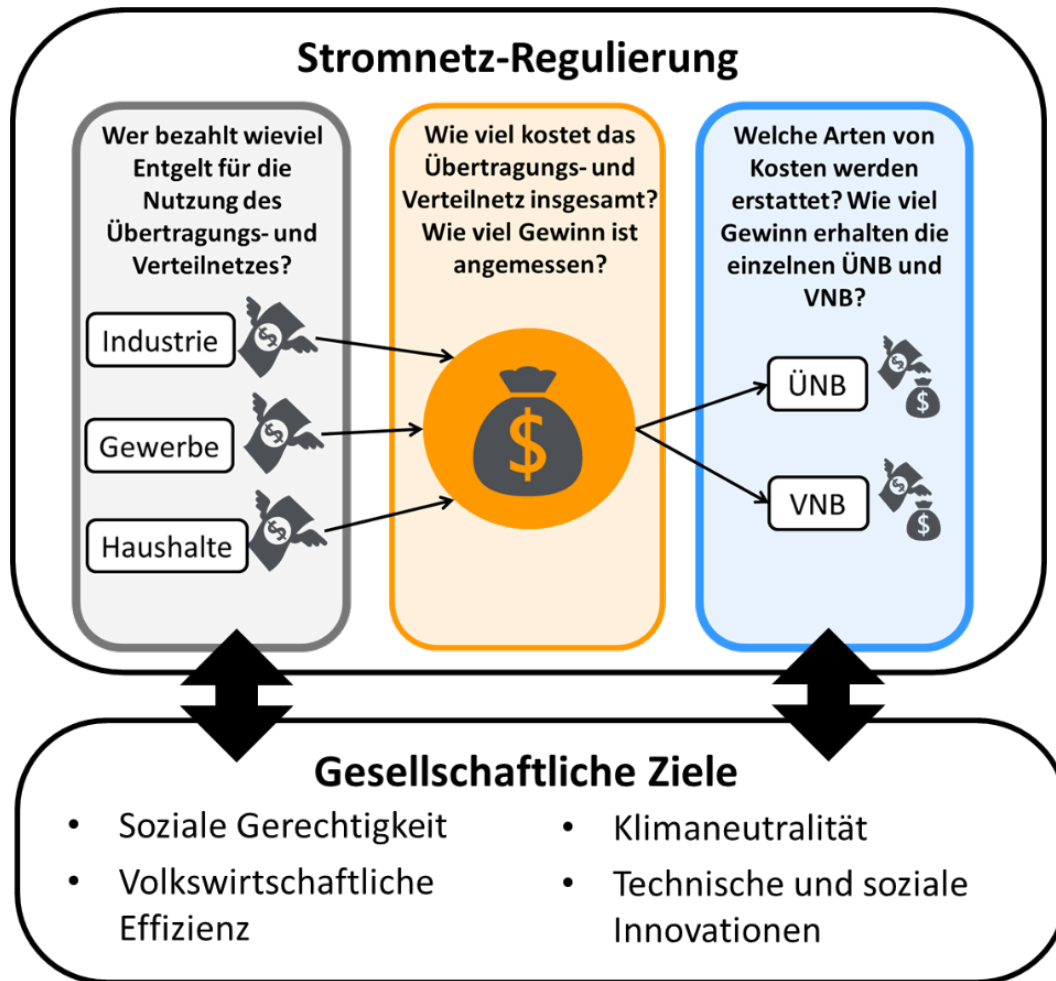


Abbildung 1: Konzeptioneller Überblick über die Herausforderung (ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber, VNB = Verteilernetzbetreiber). Eigene Darstellung

Zum einen besteht die Regulierungsherausforderung darin, den Netzbetreibern für die „richtigen“ Tätigkeiten angemessene Erlöse zuzugestehen (siehe die rechte Seite von Abbildung 1). In Deutschland hat man dafür seit 2009 den Weg der Anreizregulierung gewählt (für einen Überblick, siehe BNetzA 2017), die insbesondere die volkswirtschaftliche Effizienz im Blick hat. Die Anreizregulierung wurde zwar im Jahr 2015 umfassend evaluiert (BNetzA 2015b), aber viele der erkannten Schwächen, vor allem bezüglich der Frage, wie sie Innovation anreizt, wurden noch nicht in Reformen gegossen. Für ein Energiesystem, dass zu 100% auf Erneuerbaren Energien (EE) beruht, sind diese Innovationen jedoch dringend erforderlich, um auf der einen Seite Systemstabilität zu ermöglichen und auf der anderen Seite, eventuell auch in geringem Maße, beim Netzausbau zu sparen.

Zum anderen besteht die Regulierungsherausforderung darin, einen geeigneten Mechanismus zu entwickeln, wie für die Nutzung des Stromnetzes Entgelte erhoben werden können (siehe die linke Seite der Abbildung 1). Hierauf konzentriert sich dieses Papier im Folgenden. Auch bei der Erhebung der Netzentgelte wurde bisher vor allem das Kriterium der Kosteneffizienz angewendet. Das allein reicht jedoch nicht, um einen Mechanismus festzulegen, der den großen gesellschaftlichen Herausforderungen angesichts einer notwendigen Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem gerecht wird. Eine funktionale Reform der Stromnetzregulierung muss dabei aus der Perspektive der Gerechtigkeit diskutiert werden.

Das Thema der sozialen Gerechtigkeit spielte im Kontext von Stromnetzentgelten erstmals im Jahr 2017 eine größere Rolle im öffentlichen Diskurs, als das Netzentgelt-Modernisierungsgesetz (NE-MOG) debattiert und verabschiedet wurde. Dieses Gesetz sorgte für eine räumliche Angleichung der Übertragungsnetzentgelte, die zu diesem Zeitpunkt unterschiedlich hoch waren, nicht jedoch der anteilig gewichtigeren Verteilnetzentgelte.

Gerechtigkeit ist ein vielschichtiger Begriff. Unterschiedliche Akteur:innen haben verschiedene Vorstellungen davon, was gerecht ist. Erst eine Auseinandersetzung mit der Vielschichtigkeit des Begriffs ermöglicht daher eine gesamtgesellschaftliche Debatte um eine gerechte Ausgestaltung der Stromnetzregulierung. So lässt sich Gerechtigkeit in drei Dimensionen aufteilen, die alle auf unterschiedlichen Ebenen bei den Stromnetzentgelten eine Rolle spielen: Verteilungsgerechtigkeit (inklusive der Klimagerechtigkeit), Anerkennungsgerechtigkeit und prozedurale Gerechtigkeit (Jenkins et al., 2016, Fraser 2003).

Verteilungsgerechtigkeit fragt, ob alle Mitglieder der betroffenen Gruppe einen fairen Anteil an Vorteilen und Lasten des sozialen Zusammenlebens erhalten haben (vgl. Celikates & Gosepath, 2013). Dass Verteilungsgerechtigkeit ein zentraler Begriff ist, sieht man alleine daran, dass die Stromnetzentgelte mit ca. einem Drittel den höchsten Kostenblock in Stromrechnungen von Haushalten darstellen, während die Industrie von vielen Zahlungen ausgenommen ist. Des Weiteren sind die Stromnetzentgelte regional sehr unterschiedlich verteilt. Häufig sind sie genau in den Regionen hoch, in denen Erneuerbare Energien stark ausgebaut werden (vgl. Abbildung 2, 3 und 4).

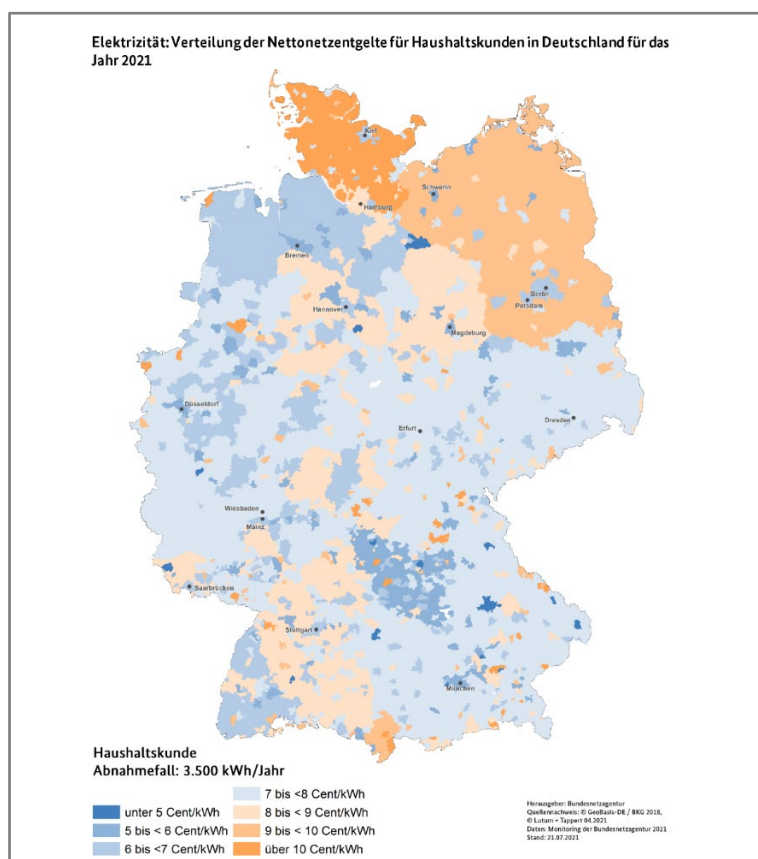


Abbildung 2. Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden im Jahr 2021.
Quelle: BNetzA 2021a

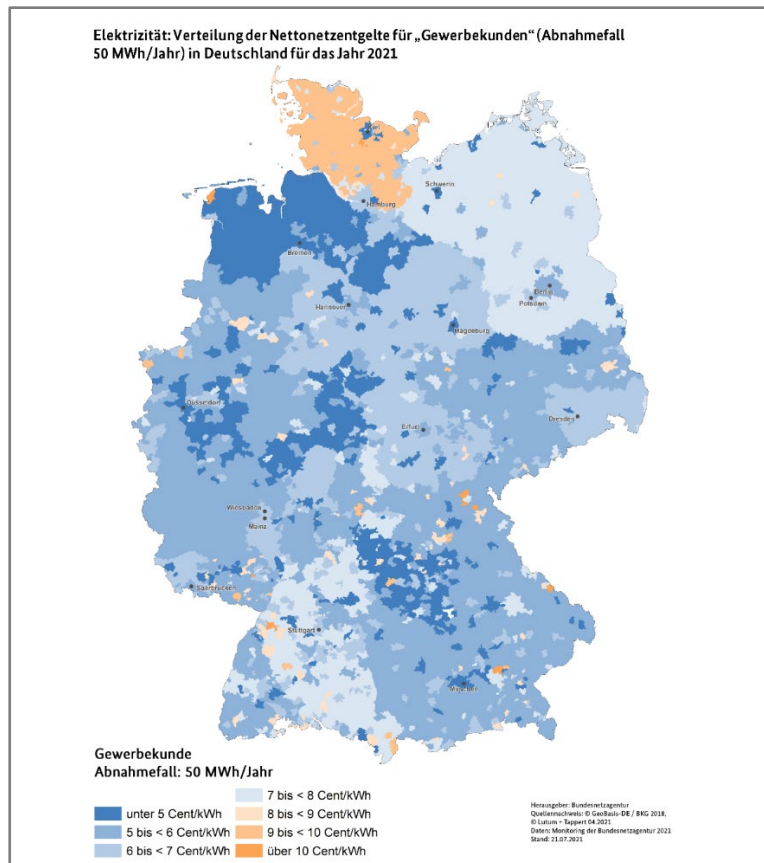


Abbildung 3. Verteilung der Nettonetzentgelte für Gewerbekunden im Jahr 2021.
Quelle: BNetzA 2021a

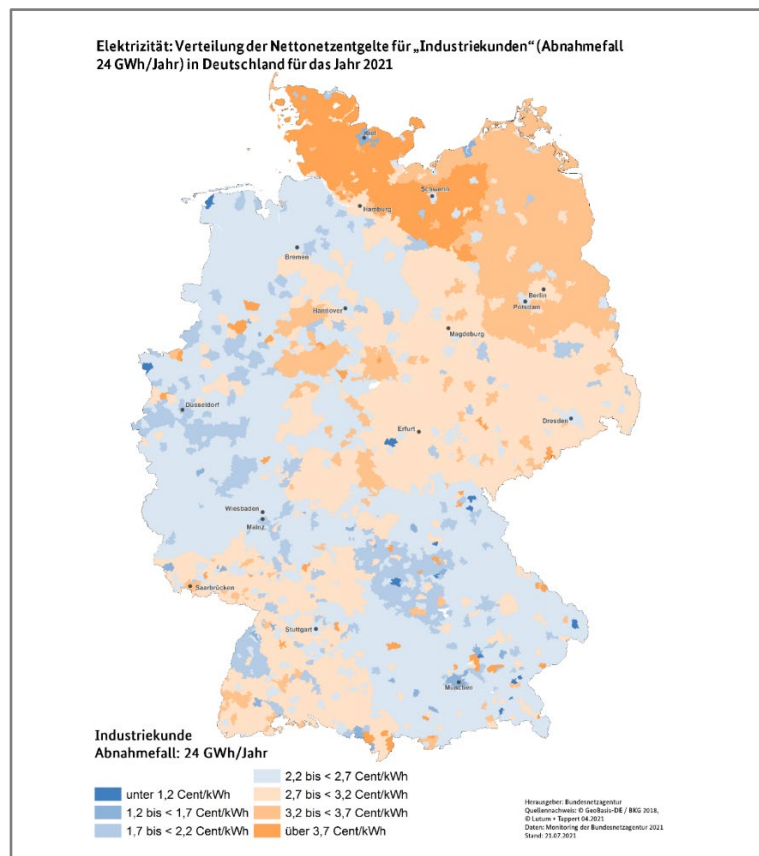


Abbildung 4. Verteilung der Nettonetzentgelte für Industriekunden im Jahr 2021.
Quelle: BNetzA 2021a

Für Stromnetzentgelte ist die Frage am virulentesten, ob die Kosten, die durch Ausbau und Betrieb des Stromsystems anfallen, gerecht verteilt sind, z. B. geografisch und/oder nach sozialer Gruppe (Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistung, Haushalte) und/oder über Haushalte hinweg (z. B. nach Einkommensverteilung). Wann hat jemand aber einen gerechten Anteil geleistet bzw. eine gerechte Gegenleistung erhalten? Um diese Frage für sich zu beantworten, nutzen Individuen, meist intuitiv, Fairnesskriterien.

Es gibt verschiedene Fairnessprinzipien. Das wohl am häufigsten angewendete Fairnessprinzip ist das Verdienst- oder Leistungsprinzip. Es besagt, dass die Verteilung proportional zum Beitrag oder den Lasten der einzelnen Gruppenmitglieder sein soll (Leventhal, 1980; Celikates & Gosepath, 2013). Spiegelbildlich dazu verhält sich das Verursacherprinzip. In Bezug auf Netzentgelte würde dies z. B. besagen, dass man genauso hohe Netzentgelte zahlt, wie man auch Kosten im Netz verursacht.

Das Uniformitätsprinzip besagt dagegen, dass alle Gruppenangehörigen einen gleich großen Anteil erhalten oder zahlen, unabhängig von ihrem Beitrag, ihrer Belastung oder ihrem Bedarf (Zöllner et al., 2005). Angewandt auf die Netzentgelte hieße dies, dass alle Netznutzer gleich viel zahlen sollen.

Eine weitere Alternative ist das Bedarfsprinzip, das besagt, dass die Verteilung an den Bedarf der jeweiligen Gruppenmitglieder angepasst wird, unabhängig von ihrem Beitrag und ihrer Belastung (ebd.). Da man ohne den Zugang zu Energie nicht an unserer Gesellschaft teilhaben kann, könnte man mit dem Bedarfsprinzip dafür argumentieren, dass ärmere Haushalte auch einen geringeren Anteil an den Netzinfrastrukturkosten zahlen sollten, sodass ihre Energieversorgung sichergestellt ist.

Ein weiteres wichtiges – und in der wissenschaftlichen Literatur meist rezipierte – Fairnessprinzip ist das Differenzprinzip nach John Rawls. Es besagt, dass Ungleichheiten einer Verteilung nur dann gerecht sind, wenn sie allen – insbesondere auch den am schlechtesten Gestellten der Gesellschaft – Vorteile bringen (Rawls, 1975). Angewandt auf die Netzentgelte könnten damit beispielsweise auch Ausnahmen von den Netzentgeltzahlungen gerechtfertigt werden, sofern diese auch den am schlechtesten Gestellten einen Vorteil bringen (etwa insgesamt niedrigere Energiekosten). Durch Ausnahmen (für Eigenversorger:innen oder die Industrie) könnten eventuell höhere Kosten für ärmere Haushalte entstehen, weil diese z. B. keine Photovoltaik-Anlage oder Speicher bezahlen oder aufgrund ihrer Wohnsituation bei sich einbauen können. Damit wären diese Ausnahmen nach dem Differenzprinzip nicht gerecht. Anders würde es sich darstellen, wenn sie andere Vorteile bringen – wenn Industriearbeitsplätze damit erhalten blieben oder langfristige Klimafolgen vermieden werden könnten.

Konfliktpotenzial resultiert daraus, dass verschiedene Individuen verschiedene Fairnessprinzipien anwenden. Daher kann eine Verteilung, die einer Person gerecht scheint, für eine andere ungerecht erscheinen (Habermas, 1996). Umso wichtiger ist es, Transparenz über Gerechtigkeitsvorstellungen zu schaffen und einen gesellschaftlichen Dialog über die gerechte Ausgestaltung der Netzentgelte zu führen.

Ein Unterpunkt der Verteilungsgerechtigkeit, dem wir in diesem Hintergrundpapier eine zentrale Rolle zusprechen wollen, ist der der Klimagerechtigkeit. Die Erreichung der Klimaziele ist elementar, um die Chancen auf Wohlergehen jetzt junger Menschen und zukünftiger Generationen in Deutschland und global zu wahren. Die verheerenden Folgen des Klimawandels werden zwar alle und überall zu spüren bekommen, jedoch in unterschiedlichem Ausmaß und zu verschiedenen Zeitpunkten. Besonders betroffen sind neben jetzt jungen Menschen und zukünftigen Generationen die Länder des Globalen Südens, obwohl diese nicht im selben Umfang zum Klimawandel beigetragen haben wie die großen Industrieländer. Damit wirft der Klimawandel Fragen der intergenerationalen und globalen Gerechtigkeit in voller Schärfe auf, da durch ihn der Erhalt der Lebensgrundlagen weltweit gefährdet ist. Es stellt sich die Frage, von wem und in welchem Umfang die ungleichen Kosten, die durch den Klimawandel entstehen, auszugleichen sind.

Das Bundesverfassungsgericht hat am 24. März 2021 geurteilt, dass das Klimaschutzgesetz zu Teilen verfassungswidrig ist. Eine der Verfassungsbeschwerden wurde u.a. durch Germanwatch unterstützt.² Der Beschluss unterstreicht, dass das zukünftige Energiesystem auf Klimaneutralität ausgerichtet sein muss. Das wirkt sich auf die Infrastrukturplanung aus: Es sollte bei einer Reform der Stromnetzregulierung darum gehen, wie ein Energiesystem ermöglicht werden kann, dass zu 100 % auf Erneuerbaren Energien beruht und dazu beiträgt, die Klimaziele zu erreichen. Dabei stellt sich notwendig die Frage: Wie können wir sicherstellen, dass die Ansprüche und Freiheiten künftiger Generationen und junger Menschen auf der ganzen Welt nicht verletzt werden? Damit ist auch die Finanzierung von Innovationen im Stromnetz, die zum Gelingen der Energiewende beitragen, eine Frage der Verteilungsgerechtigkeit, speziell der Klimagerechtigkeit.³

Die Anerkennungsgerechtigkeit fragt danach, welche Gruppen Gehör finden, welche Bedürfnisse gesehen und wie sie gewichtet werden. Verschiedene Bedürfnisse kommen hier ins Spiel: der Wunsch von Haushalten nach günstigen Strompreisen, der von Prosumer:innen nach Ausnahmen für den Eigenverbrauch, der von der Industrie nach günstigen Strompreisen, um ihre Produktion günstiger zu gestalten, der von der Zivilgesellschaft nach Transparenz, der von Netzbetreibern, Innovationen finanziert zu bekommen, von (jungen) Menschen auf der ganzen Welt nach Erhalt der Lebensgrundlagen etc. Nicht alle Bedürfnisse finden gleichermaßen Eingang bei der Stromnetzregulierung bzw. werden viele Gruppen in der Ausgestaltung nicht gleichermaßen eingebunden. So gibt es beispielsweise Ausnahmen für die Industrien, jedoch keine Ausnahmen, die Haushalte entlasten oder netzdienliches Verhalten anreizen würden. Auch die Teilhabe an der Energiewende wird nicht gefördert und, die Finanzierung von manchen Technologien, die zum Erreichen der Klimaziele sinnvoll wären, spielt noch keine Rolle.

Die prozedurale Gerechtigkeit adressiert Fragen der Entscheidungsfindung im Zuge der Reform und kann z. B. gewährleistet werden, indem lokales Wissen mobilisiert wird, Informationen offengelegt und zugänglich gemacht werden, Mitsprache ermöglicht wird und eine ungleiche Repräsentanz in Institutionen, in denen die Entscheidungen getroffen werden, verhindert wird (Jenkins et al., 2016). Aktuell gibt es kein Gremium, bei dem auch die Interessen von Verbraucher:innen, der Zivilgesellschaft etc. Eingang in die Ausgestaltung der Netzentgelte finden können. Da das Thema der Regulierung fachlich komplex ist, würde hierbei beispielsweise eine einfache Konsultation und einfache Offenlegung von Dokumenten, die eben beschriebenen Kriterien der prozeduralen Gerechtigkeit nicht erfüllen. Dafür ist vielmehr eine aktive Einbindung, die direkt bestimmte Gruppen von Akteur:innen anspricht, notwendig, damit diese auch tatsächlich in den Prozess involviert und Barrieren der Teilnahme abgebaut werden. Informationen und Wissen müssen so aufgearbeitet und bereitgestellt werden, dass Akteur:innen befähigt werden, ihre Position zu entwickeln und ihre Interessen sinnvoll in den Prozess zu tragen. In einem ersten Schritt ist es dennoch dafür wichtig, Transparenz zu schaffen, da häufig nicht einmal alle Kosten der Netze offen zugänglich sind.

Besonders hervorzuheben ist, dass für die Bewertung der Gerechtigkeit einer Netzentgeltsystematik die von Individuen *empfundene* Gerechtigkeit relevant ist. Dabei hängen prozedurale Gerechtigkeit und Verteilungsgerechtigkeit zusammen: Wird der Entscheidungsprozess als prozedural gerecht wahrgenommen, ist die Akzeptanz der resultierenden Verteilung bedeutend höher (Zöllner et al., 2008). Konkret bedeutet das, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) die anstehende Reform der Netzentgelte als Prozess gestalten sollte, der partizipativ, repräsentativ, unbefangen, akkurat und korrigierbar ist (vgl. Leventhal, 1980; Zöllner et al., 2005). Wenn die von der Verteilung betroffenen Personen das Gefühl

² Mehr Informationen unter: <https://www.germanwatch.org/de/verfassungsbeschwerde>.

³ Wenn man die Kosten einer sinnvollen Klimapolitik mit den Folgekosten der Klimakrise vergleicht, fällt auf, dass erstere wesentlich günstiger ist (EZB-Blog 18.01.2021). Daran sieht man das selbst unter dem Aspekt der Kosteneffizienz Innovationen, die zum Gelingen der Energiewende beitragen, stärker in die Stromnetzregulierung Eingang finden sollten.

haben, dass alle Betroffenen die Verteilung im gleichen Ausmaß beeinflussen können, ist die empfundene Gerechtigkeit tendenziell hoch (Kuehn, 2000). Auf Dauer kann eine als prozedural gerecht empfundene Verteilung jedoch nicht eine distributive Ungerechtigkeit aufheben (Zöllner et al., 2005).

3 Stromnetz-Basics: Technik, Regulierung und Akteur:innen

3.1 Das Stromnetz aus technischer Sicht

Der Begriff Stromnetz bezeichnet aus technischer Sicht den Zusammenschluss von Stromerzeugern und Stromverbraucher:innen mittels elektrischer Leitungen und allen dazugehörigen Betriebsmitteln (siehe Abbildung 5). Damit das elektrische System stabil ist, muss grob gesprochen zu jedem Zeitpunkt und an jedem Ort das Stromangebot genau der Stromnachfrage entsprechen.

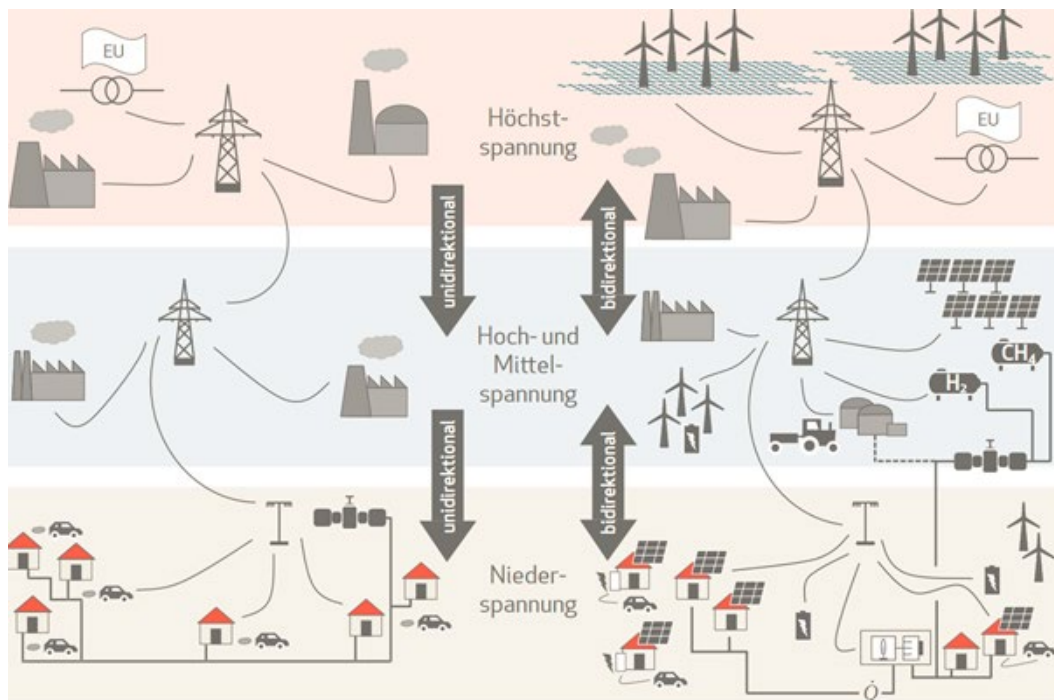


Abbildung 5. Schematische Darstellung eines traditionellen und zukünftigen Energiesystems Quelle: Becker Büttner Held Consulting AG 2018

Die Energiewende bringt mehrere Entwicklungen mit sich, die für die zukünftige Ausgestaltung der Stromnetzregulierung höchst relevant sind. Keine dieser Entwicklungen war im fossilen Zeitalter denkbar. Entsprechend wurde auch die Regulierung der Stromnetze und auch die übergeordnete Energiegesetzgebung nicht dafür ausgelegt. Drei Entwicklungen sind zu nennen:

- **Die Stromflüsse ändern sich strukturell und sind nun wetterabhängig und bidirektional.** Das heißt, sie können sowohl von höheren zu niedrigeren als auch von niedrigeren zu höheren Spannungsebenen fließen. Um die durch Wetter und Tageszeit bedingten Schwankungen von vornehmlich am Verteilnetz angeschlossenen Wind- und Solaranlagen auszugleichen, muss nicht nur die lokale Stromnachfrage zukünftig flexibel auf das

Stromangebot reagieren können, sondern das jeweils überlagerte Netz muss dann den Abtransport von lokal überschüssigem EE-Strom übernehmen. Bislang sind bidirektionale Stromflüsse nicht in der Bestimmung der Netzentgelte vorgesehen.

- **Die Stromverbraucher:innen ändern sich strukturell durch die zunehmende Elektrifizierung aller Sektoren.** Es kommen steuerbare Verbräuche von Wärmepumpen, Elektroautos, Industrieprozessen, Wasserstoff-Elektrolyseuren und auch Stromspeicher hinzu. Netzentgelte haben Anreizwirkung auf das Verhalten dieser steuerbaren Verbräuche, vor allem bei automatisierter Steuerung der Verbraucher:innen. Diese Anreizwirkungen sind beim aktuellen Design der Netzentgelte nicht bedacht.
- **Neben dem europaweiten Ausgleich von Angebot und Nachfrage wird auch der lokale und regionale Ausgleich immer wichtiger.** Die Verteilnetze waren in der Vergangenheit dafür ausgelegt „blind“ gefahren zu werden. Lokaler und regionaler Ausgleich erfordert aber ein hohes Maß an Digitalisierung und Zustandsmessung. Für diese Investitionen muss es Anreize geben. Außerdem ist es nicht mehr zeitgemäß, die Abnahme von Bandlasten, d.h. konstanten Strombezug, anzureizen, wie das in der aktuellen Regulierung der Fall ist (Agora Energiewende & Energynautics 2018).

3.2 Sehr kurze Geschichte der Stromnetzregulierung

Die Entwicklung der Stromnetzregulierung in Deutschland war von zwei gegenläufigen Impulsen getrieben: der europäische Impuls der Liberalisierung und der deutsche Impuls des Sonderwegs. Völlig unabhängig von Klimapolitik war der fundamentalste Treiber der Stromnetzregulierung in den letzten Dekaden die Liberalisierung des Strommarkts. Entscheidend war und ist hier die europäische Vision, statt Staatsmonopolisten zum Nutzen der Stromkonsument:innen einen europaweiten, wettbewerblichen, diskriminierungsfreien und idealerweise auch engpassfreien Strommarkt zu erreichen. Um diese Vision zu verwirklichen, werden seit 25 Jahren Gesetzesänderungen und Netzausbaumaßnahmen auf den Weg gebracht. Es wurden zwar entscheidende Fortschritte erzielt, aber das Ziel ist noch nicht erreicht. Im Folgenden stellen wir in aller Kürze die wichtigsten Meilensteine der europäisch getriebenen Energiemarktliberalisierung vor, denn eine sinnvolle Diskussion von Stromnetzentgelten muss in diesem Kontext geschehen.

Bei Stromnetzen kann sich eigentlich kein Wettbewerb entwickeln, weil sie als leitungsgebundene Infrastruktur ein natürliches Monopol darstellen. Es ist nicht sinnvoll, zwei Stromnetze nebeneinander zu betreiben. Im Werkzeugkasten der Regulierung gibt es verschiedene Maßnahmen, um Wettbewerb zu simulieren. Ein besonders zentrales Element ist die unabhängige Regulierungsbehörde, die die Regeln aufstellt, überwacht und z. B. durch Anreizregulierung für künstlichen Wettbewerb sorgt. Damit Unternehmen keine Marktmacht ausüben können, ist im Strommarkt die Entflechtung (engl.: *unbundling*) ein wichtiges Prinzip. Es besagt, dass kein Unternehmen sowohl Stromerzeugungskapazitäten als auch Stromnetze betreiben darf. Denn solche Unternehmen könnten z. B. durch das strategische Zurückhalten von Stromübertragungskapazitäten die Preise im Strommarkt zu ihren Gunsten verzerren, was wettbewerbsrechtlich unzulässig ist.

Deutschlands Weg zu einem liberalisierten und regulierten Strommarkt ist noch nicht zu Ende beschritten. Es begann mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1998, in der die europäische Richtlinie 96/92/EG (Teil des „ersten europäischen Binnenmarktpakets“) in nationales Recht übersetzt wurde. Der wichtigste Aspekt der EnWG-Reform von 1998 war das Verbot der Demarkationsverträge, welches das Gebietsmonopol der damals noch vertikal integrierten Stromversorgungsunternehmen auflöste und damit Wettbewerb ermöglichte. Um den Netzzugang zu regeln, ging

Deutschland einen Sonderweg, der sich einer unabhängigen Regulierungsbehörde verweigerte. Deutschland wählte als einziger Mitgliedsstaat das Modell des verhandelten Netzzugangs, alle anderen wählten bereits damals den regulierten Netzzugang (Becker, 2011). Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass im verhandelten Netzzugang die relevanten Verbände eine Regelung aushandeln, während beim regulierten Netzzugang eine Regulierungsbehörde geschaffen wird, die dann jährlich (je nach Regulierungsmodell unterschiedliche) Kennzahlen wie Erlöse und Entgelte genehmigt. Deutschland hat sich im ersten Anlauf also erfolgreich einer unabhängigen Regulierung entzogen.

Erst mit der EnWG-Reform von 2005, die die Richtlinie 2003/54/EG (Teil des „zweiten europäischen Binnenmarktpakets“) umsetzt, wurde die BNetzA als Regulierungsbehörde für Energiemärkte zuständig. Nach §54 Absatz 2 wurden für Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kund:innen, die innerhalb der Grenzen einzelner Bundesländer tätig sind, Landesregulierungsbehörden verantwortlich gemacht. Die BNetzA hat damit seit dem 13. Juli 2005 als wesentliche Aufgaben die Kontrolle und Regulierung der Netznutzungsentgelte, die Schaffung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs, die Genehmigung des Netzentwicklungsplans Strom sowie die Genehmigung der länderübergreifenden Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG).

Die BNetzA, so wie sie geschaffen wurde, ist allerdings eine dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) unterstellte Behörde. Das widerspricht der europäischen Maßgabe, dass die Regulierungsbehörde unabhängig sein muss. Im Jahr 2018 hat die Europäische Kommission Klage beim Europäischen Gerichtshof eingereicht. Tatsächlich hat das Gericht am 2. September 2021 entschieden, dass die politische Unabhängigkeit der BNetzA nicht ausreichend ist. Ihr muss der Entscheidungsspielraum gewährt werden, unabhängig über die Preise der Durchleitung von Strom und Gas zu entscheiden. Derzeit ist völlig unklar, was das für die BNetzA bedeutet. Das ist vor dem Hintergrund der dringend für die Energiewende notwendigen Reformen eine gravierende Situation, denn es bleibt offen, wer in Zukunft über die Reformen entscheidet: Der Bundestag oder eine (noch zu schaffende) tatsächlich unabhängige BNetzA. Obwohl diese Frage aktuell nicht zu beantworten ist, geht es im nächsten Unterkapitel um fachliche Reformüberlegungen. Wie diese tatsächlich in geltendes Recht zu übersetzen sind, kann erst zu einem späteren Zeitpunkt überlegt werden.

3.3 Stromnetzbetreiber

Im Zuge der von der europäischen Strommarkliberalisierung vorangetriebenen Entflechtung musste seit der EnWG-Reform von 2011 der Netzbetrieb von Energieerzeugung und -vertrieb getrennt werden, was weit über die bereits davor vorgeschriebene buchhalterische Entflechtung hinausging. Kleine Verteilnetzunternehmen wurden von der Entflechtung ausgenommen, um sie nicht finanziell und administrativ unverhältnismäßig stark zu belasten.

Auch bei der Entflechtung des Übertragungsnetzes hat Deutschland einen Sonderweg in Europa beschritten. Anstatt 2011 die Möglichkeit zu nutzen und einen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für ganz Deutschland zu gründen, wie im Rest von Europa, entstand einer aus jedem der großen Energieversorgungsunternehmen: Tennet TSO GmbH, die 50 Hertz Transmission GmbH, die Amprion GmbH und die TransnetBW GmbH. Damit gibt es in Deutschland vier ÜNB, die folgende Kernaufgaben für ihre jeweilige Regelzone ausführen: Erhaltung von Systemstabilität und Netzsicherheit, Bewahrung vor Überlastungen an den Übertragungsleitungen und anderen technischen Netzkomponenten und Ausbau der Übertragungsnetze.

Bei den Verteilnetzbetreibern hat Deutschland ebenso ein Alleinstellungsmerkmal: Im November 2021 wurde von der BNetzA (2021) eine Gesamtanzahl von 878 Verteilnetzbetreibern erfasst – das ist Rekord in Europa. Jedoch haben von diesen 796 weniger als 100.000 angeschlossene Kunden und fallen damit nicht unter das Entflechtungsgebot. Entsprechend gilt nur für die größten 82 Verteilnetzbetreiber die Maßgabe der operationellen Entflechtung. Das bedeutet, dass Verteilnetze ab

100.000 Kunden von einer eigenen Gesellschaft betrieben werden, deren Eigentümer jedoch auch Erzeugung und Vertrieb übernehmen. Verteilnetzbetreiber sind verantwortlich für die Verteilung von Elektrizität, den Betrieb, die Wartung und – wo erforderlich – den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet sowie gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen. Dabei können einzelne Unternehmen sich entweder nur auf einer Spannungsebene bewegen oder ebenenübergreifend tätig sein.

Im Jahr 2021 gab es 38 Stromnetzbetreiber mit einer angepassten Erlösobergrenze von über 100 Millionen Euro (BNetzA 2021b). Die meisten dieser Netze sind mehrheitlich im Besitz von Städten und Kommunen. Von den zehn Größten – gemessen an der Erlösobergrenze – gehören allerdings fünf mehrheitlich zu E.ON SE (siehe Abbildung 6). Im Jahr 2020 genehmigten die deutschen und europäischen Wettbewerbsbehörden das Zusammenschlussvorhaben von E.ON und RWE, was zu einer enormen Verdichtung der Akteursstruktur bei den großen Verteilnetzbetreibern führte.

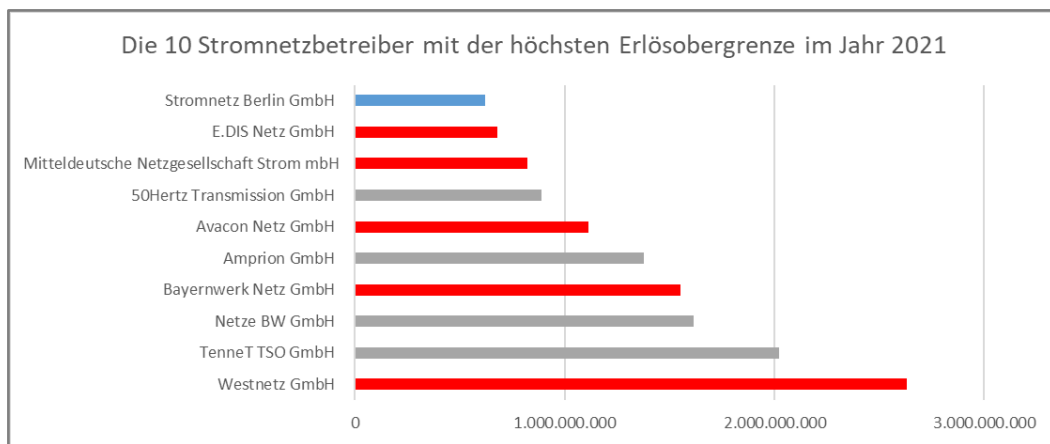


Abbildung 6. Die 10 Stromnetzbetreiber mit der höchsten Erlösobergrenze im Jahr 2021. Übertragungsnetzbetreiber in Grau, Verteilnetzbetreiber, die mehrheitlich zu E.ON SE gehören in rot und kommunale Verteilnetzbetreiber in blau. Quelle: BNetzA 2021b

4 Das Design von Stromnetzentgelten

Bei einer Reform der Stromnetzentgelte lassen sich vier grundsätzliche Dimensionen der Designoptionen unterscheiden: Wer zahlt Netzentgelte? Was ist die Bezugsgröße der Netzentgeltberechnung? Welche zeitliche Auflösung wird gewählt? Welche räumliche Auflösung wird gewählt? In diesem Kapitel werden diese vier Dimensionen erläutert. Dabei wird kurz vorgestellt, wie die aktuelle Situation in Deutschland ist, welche möglichen Alternativen es gibt und welche Vor- und Nachteile diese haben.

4.1 Wer zahlt Netzentgelte?

Dimension: Grundsätzlich können die Netzkosten von Verbraucher:innen, Erzeugern und/oder Lieferanten oder aus öffentlicher Hand finanziert werden. Dabei stellt sich die Frage, wie die Kosten zwischen den einzelnen Verbraucher:innengruppen, also Haushalten, Gewerben und Industrie verteilt sind.

Aktuelle Situation: In Deutschland zahlen aktuell ausschließlich Verbraucher:innen Netzentgelte und tragen damit alleine die Kosten der Stromnetze. Ausnahmen von dieser Regelung gelten lediglich bei den Kosten für die Anbindung von Offshore-Windparks, an denen die Anlagenbetreiber beteiligt werden, sowie für solche Kosten, die über Umlagen refinanziert werden (RAP, 2014).

Grundsätzlich zahlen alle Netzkund:innen für die Netznutzung auf der jeweiligen Netzebene, welche durch die Entnahmestelle definiert wird. Hier ist zwischen den drei Kundenkategorien Haushaltskunden, Gewerbekunden und Industriekunden zu unterscheiden, welche jeweils unterschiedliche Entgelte zahlen. Vor allem für Industriekunden, aber auch für Gewerbekunden, sind die Netzentgelte wesentlich niedriger. Dies soll die Wettbewerbsfähigkeit der entsprechenden Betriebe im internationalen Vergleich sicherstellen. Kunden, und damit Netzentgeltzahler, der Übertragungsnetzbetreiber sind große Industrien sowie die Verteilnetzbetreiber. Bei den Kund:innen (und damit Netzentgeltzahler:innen) der Verteilnetzbetreiber handelt es sich wiederum um private Haushalte und das Gewerbe. Hierbei findet eine Wälzung der Kosten von der obersten zur untersten Ebene statt, sodass diese letztlich auf die Endverbraucher:innen umgelegt werden (siehe Abbildung 7).

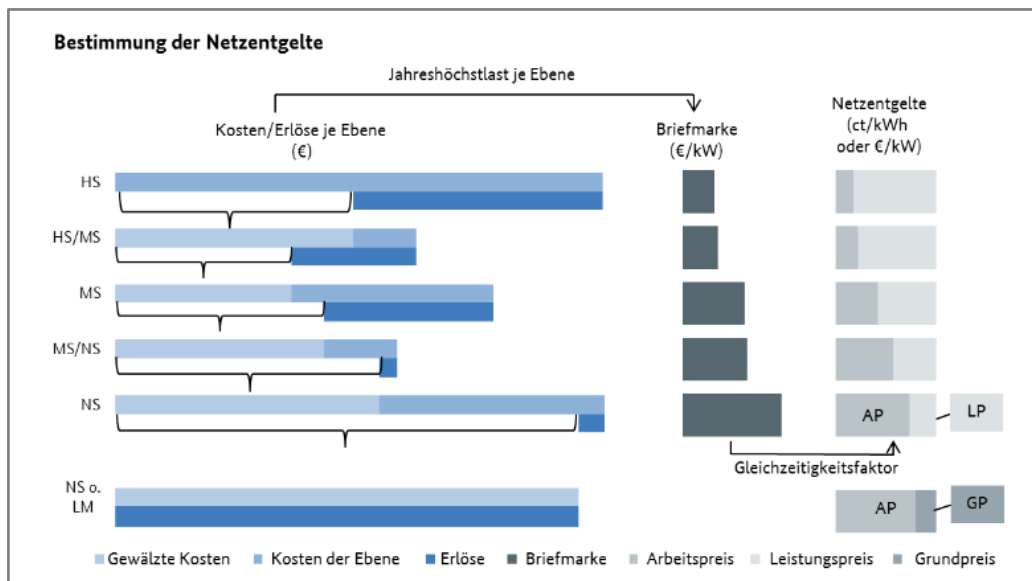


Abbildung 7. Illustration der sogenannten „Briefmarke“ für die Kostenwälzung bei der Ermittlung der Netzentgelte in der jeweiligen Netzebene. Quelle: BNetzA 2015a

Darüber hinaus sind Netzkosten regional sehr verschieden (vgl. [Kapitel 4.4](#)). Wie viel Verbraucher:innen durch die Netzentgelte zahlen, ist somit abhängig von ihrer Kundenkategorie, ihrer geografischen Position und dem je nach Gebiet notwendigen Netzausbau, wobei private Endkund:innen durch die Kostenwälzung grundsätzlich den Großteil der Netzentgelte zahlen. Während im Zeitalter der fossilen und nuklearen Stromerzeugung – mit zentraler Erzeugung – eine solche Verteilung der Netzentgelte noch sinnvoll erschien, haben sich die Bedingungen durch die in [Kapitel 1](#) beschriebenen Entwicklungen grundlegend verändert – also durch den dezentralen Ausbau der Erneuerbaren Energien, die auf niedrigen Spannungsebenen in Netze einspeisen (vgl. [Abbildung 5](#)). Der dringend notwendige Ausbau von Erneuerbaren Energien, die zunehmende Dezentralisierung bis hin zur Eigenversorgung und die Digitalisierung machen daher eine Reform der Netzentgelte erforderlich.

Mögliche Alternativen: Neben Verbraucher:innen könnten auch Erzeuger an den Netzkosten beteiligt werden, was aktuell nicht der Fall ist. Da abhängig vom Ort der Einspeisung ins Stromnetz unterschiedlich hohe Kosten für das Netz entstehen und da der Netzausbaubedarf vielfach durch die Einspeisung Erneuerbarer Energien getrieben ist, stellt ein Netzentgelt für die Einspeisung eine kostenreflexive, d.h. eine verursachungsgerechte Beteiligung an der Finanzierung dar (Jeddi & Sitzmann, 2019). [Kapitel 5.2](#) beleuchtet diesen Vorschlag genauer. Darüber hinaus könnten auch Stromlieferanten an den Netzkosten beteiligt werden, indem beispielsweise ein Netzentgelt distanzabhängig und insbesondere für den Stromtransport durch Engpässe im Netz erhoben wird. Letztlich würden auch die Kosten durch Netzentgelte für Produzenten und Lieferanten an Verbraucher:innen weitergegeben werden.

Eine weitere Möglichkeit ist, dass die Netzkosten durch Mittel aus dem Bundeshaushalt finanziert werden. Auf der einen Seite hätte dies für die Verteilung der Kosten große Auswirkungen: damit gäbe es keine Querfinanzierung der Industrieausnahmen mehr – bei weiterhin gering bleibenden Industriestrompreisen. Außerdem würden die Stromrechnungen von Haushalten sinken. Damit wäre dies zwar nicht im Sinne einer Verursachergerechtigkeit, da nicht diejenigen für die Netze zahlen, die die Netzkosten verursachen, jedoch könnte dies nach anderen Fairnessprinzipien als sozial gerechter erachtet werden. Die Kosten für Netzentgelte sind unabhängig vom Einkommen für alle Haushalte gleich und belasten damit Haushalte mit geringerem Einkommen proportional stärker. Auf der anderen Seite nähme man sich damit die Möglichkeit, die Situation in den Netzen im Strompreis widerzuspiegeln und somit flexibles und effizientes Verhalten anzureizen (siehe dafür [Kapitel 4.3](#) sowie [5.4](#) und [5.5](#)). Flexibles und effizientes Verhalten wird jedoch in Zukunft wichtig sein, um letztlich auch Netzaus- und -umbau in gewissem Maße zu reduzieren. Wenn es über den Strompreis jedoch keine Anreize dafür gibt, werden die Systemkosten steigen, da der Strombedarf zeitlich betrachtet nicht netzdienlich verteilt ist und gegebenenfalls auch höher ausfallen wird.

Darüber hinaus könnte die Kostenwälzung so verändert werden, dass die Kosten zwischen den Verbraucher:innen auf den verschiedenen Ebenen entsprechend der physikalischen Stromflüsse verteilt werden. Ein Beispiel ist hier die bidirektionale Kostenwälzung, welche in [Kapitel 5.3](#) näher erläutert wird. Diese hätte Implikationen für die Verteilung der Kosten: Netzentgelte von Verbraucher:innen, die auf höherer Netzebene angeschlossen sind, würden sich so auch aus den Netzkosten auf niedrigeren Spannungsebenen ergeben, da Erneuerbare Energien dort angeschlossen sind und in die höheren Netzebenen einspeisen.

4.2 Was ist die Bezugsgröße der Netzentgeltberechnung?

Dimension: Die Berechnung des Netzentgeltes für Verbraucher:innen kann sich nach verschiedenen Bezugsgrößen richten. Es kann entweder anhand der bezogenen Arbeit in einem festgelegten Zeitraum (Arbeitspreis), anhand der bezogenen Höchstleistung innerhalb eines festgelegten Zeitraums (Leistungspreis) oder durch einen fixen Grundpreis sowie eine Kombination dieser drei Komponenten bestimmt werden.

Aktuelle Situation: Aktuell werden Netzentgelte in Deutschland durch eine Zusammensetzung der drei Komponenten bezogene Arbeit, Jahreshöchstleistung und Grundpreis ermittelt. Je nach Verbraucher:innengruppe variiert die Höhe dieser Teilkosten. Geringverbraucher:innen, d.h. Haushalte und Kleingewerbe, die nicht mehr als 100.000 Kilowattstunden (kWh) pro Jahr verbrauchen, zahlen einen Arbeitspreis. Die Mehrheit der Netzbetreiber in Deutschland berechnet für diese Gruppe zudem einen Grundpreis (siehe Abbildung 8), dessen Steigerung in den letzten Jahren zu höheren Strompreisen für Bürger:innen führte (BNetzA 2021a).

Die Netzentgelte von Großverbrauchern setzen sich anders zusammen. Bis 2500 Jahresbenutzungsstunden entrichten Großverbraucher (Gewerbe und Handel) ihre Netzentgelte vor allem über den Arbeitspreis und nur zu einem kleinen Anteil über ihre Jahreshöchstlast (Leistungspreis). Industrieverbraucher mit mehr als 2500 Benutzungsstunden bezahlen einen höheren Leistungspreis, der sich an ihrer Höchstlast orientiert, und dafür einen geringeren Arbeitspreis. Dies reizt einen gleichmäßigen Stromverbrauch an (Fritz et al., 2021), da Industrieverbraucher zwar die günstigeren Arbeitspreise nutzen, höhere Leistungspreise (durch schwankende Stromverbräuche) jedoch vermeiden wollen. Die Grundlage hierfür ist die nach Anlage 4 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) von den Netzbetreibern ermittelte Gleichzeitigkeitsfunktion. Sie beschreibt die Wahrscheinlichkeit, mit der die Höchstlast eines Stromkunden zur Jahreshöchstlast der Netz-

ebene beiträgt. Je höher der Wert, desto wahrscheinlicher ist eine gleichzeitige Nutzung des Netzes mit anderen Kunden und umso teurer wird der Leistungspreis. Hintergrund ist, dass die Netzkapazität zu jeder Zeit der nachgefragten Leistung standhalten muss. Relevant für den individuellen Beitrag zur Netz- und Systemvorhaltung ist also nicht der durchschnittliche, sondern der maximale Leistungsbezug eines Verbrauchers, falls sich dieser zeitlich mit den Leistungsspitzen vieler anderer Verbraucher:innen deckt.

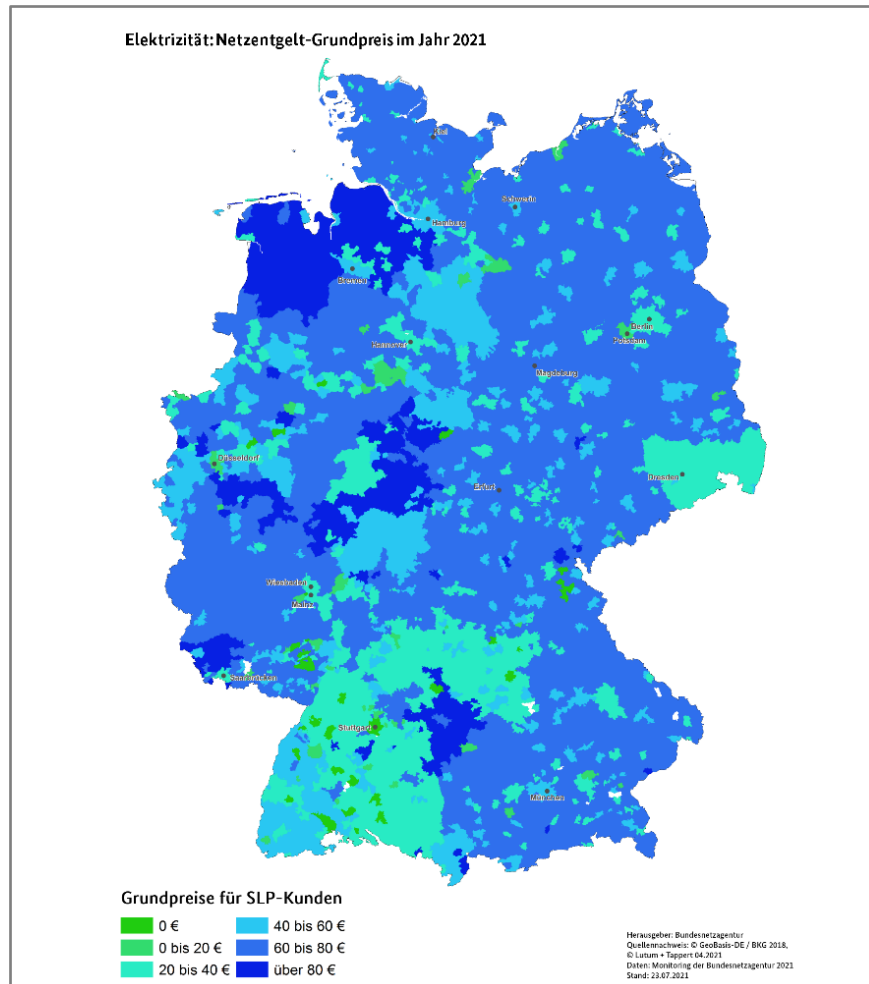


Abbildung 8. Grundpreise der Netzbetreiber für Kunden mit Standard-Lastprofil pro Jahr.
Quelle: BNetzA, 2021a

Industriekunden werden zudem Sonderformen der Netznutzung zugestanden, welche in §19 StromNEV geregelt sind. So verringern sich die Netzentgelte für Verbraucher:innen, die mindestens 10 Gigawattstunden (GWh) jährlich verbrauchen, stufenweise deutlich, wenn die Benutzungsstunden über 7000 liegen. Es wird somit ebenfalls ein möglichst gleichmäßiger Strombezug angeregt (Friedrichsen et al., 2016; Fritz et al., 2021).

Mögliche Alternativen: Die Berechnung der Netzentgelte könnte dadurch verändert werden, dass die Arbeits-, Leistungs- und Grundpreiskomponenten angepasst und anders kombiniert werden. Wichtig dabei ist, dass dies jeweils ein anderes Verhalten anreizt und andere Verteilungseffekte mit sich bringt.

Mögliche Anpassungen beim Leistungspreis: Der Leistungspreis könnte z. B. nicht mehr jährlich, sondern in geringeren Abständen (z. B. stündlich) festgelegt werden. Ein Jahresleistungspreis gibt den Anreiz, den Spitzenbezug niedrig zu halten. Der gewünschte Effekt – das System zu entlasten – ist

damit gerade bei einem hohen Anteil an Erneuerbaren nicht zu erwarten. In Zeiten, in denen Erneuerbare viel einspeisen, der Verbrauch jedoch sehr niedrig und das Netz nicht ausgelastet ist, wird damit z. B. ein höherer Strombezug eher verhindert, obwohl dieser systemdienlich wäre. Dieser Fehlanreiz gilt wie oben beschrieben bei Großverbrauchern.

Mögliche Anpassungen beim Arbeitspreis: Für Geringverbraucher ist der Arbeitspreis eine praktikable Lösung. Denn dafür wird lediglich ein Stromzähler benötigt, der in regelmäßigen Abständen abgelesen wird. Hinzu kommt, dass ein Arbeitspreis die Verbraucher:innen zu einem energieeffizienteren Verhalten anregt (RAP, 2014). Soll ein Arbeitspreis auch die Netzauslastung widerspiegeln, müsste er zeitlich differenziert werden. Das erfordert jedoch eine Smart-Meter-Messeinrichtung, die wiederum die Transaktionskosten erhöhen würde (RAP, 2014). Vergleiche dazu auch das [Kapitel 4.3](#) und [5.5](#).

Mögliche Anpassungen beim Grundpreis: Neben Leistung und Arbeit kann auch ein Grundpreis als Berechnungsgrundlage für das Netzentgelt herangezogen werden. Er könnte sich dabei beispielsweise nach der maximalen Anschlussleistung von Verbraucher:innen richten. Oder er kann als geringe Komponente den Leistungs- und Arbeitspreis ergänzen. Ein Grundpreis verursacht die geringsten Transaktionskosten, da dafür keine regelmäßigen Leistungs- oder Energiemessungen notwendig sind. Das macht die Berechnung der Netzentgelte einfacher und planungssicherer (RAP, 2014). Hinzu kommt, dass die Stromnetze auch für jene Kunden betrieben werden, die nur sehr wenig Arbeit oder Leistung beziehen – die also gerade in kritischen Augenblicken auf die Versorgung über das Netz angewiesen sind. Allerdings entsteht bei steigendem Anteil des Grundpreises am Netzentgelt ein sinkender Anreiz für Verbraucher:innen für Energieeffizienz und netzdienliches Verhalten. Auch die variablen Netzbetriebskosten (Netzverluste), werden weniger einbezogen. Letztlich profitieren Großverbraucher von einem hohen oder ausschließlichen Grundpreis, während Geringverbraucher stärker belastet werden (RAP, 2014). Damit stellen sich Fragen der Verteilungsgerechtigkeit.

4.3 Welche zeitliche Auflösung wird verwendet?

Dimension: Netzentgelte können so ausgestaltet werden, dass sie für das ganze Jahr gleich bzw. statisch sind oder sie können zeitlich differenziert werden und die aktuelle Netzsituation widerspiegeln.

Aktuelle Situation: In Deutschland sind Netzentgelte aktuell größtenteils statisch. Die Netzauslastung hingegen variiert stark. Die aktuelle Gestaltung der Entgelte schafft insbesondere für Großverbraucher den Anreiz zu einem möglichst gleichmäßigen Strombezug/einer möglichst gleichmäßigen Netznutzung.

Mögliche Alternativen: Eine zeitliche Differenzierung der Netzentgelte kann hingegen eine netzdienliche Flexibilität der Verbraucher:innen anregen, da diese den Preissignalen entsprechend ihren Strombezug/ihre Netznutzung anpassen. Die Elektrifizierung von Verkehr und Wärme bringt die Möglichkeit, die Netzauslastung gleichmäßiger und den Netzbetrieb effizienter zu gestalten. Dadurch sinken die Netzentgelte pro Kilowattstunde, weshalb auch Verbraucher:innen davon profitieren können. Außerdem kann so zügig ein Stromsystem basierend auf 100 % Erneuerbaren Energien geschaffen werden, was für die Erreichung der Klimaziele unabdingbar ist. Für eine genaue Analyse siehe [Kapitel 5.5](#). Die Netzentgelte können dabei sowohl nach vorab festgelegten Zeiträumen und Preisen variieren, also etwa bei regelmäßigen Lastspitzen steigen, oder komplett dynamisch und in Echtzeit an die Netzauslastung angepasst werden (Jeddi & Sitzmann, 2019). Je dynamischer die Variation der Preise ausgestaltet wird, umso komplexer wird dabei jedoch auch das System. Hier stellen sich auch Fragen nach Gaming, die beachtet werden müssen, also strategisches Verhalten am Markt, dass zu Verzerrung der Preise führt.

4.4 Welche räumliche Auflösung wird verwendet?

Dimension: Die entstehenden Netzkosten können räumlich unterschiedlich aufgeteilt werden: Sie können entweder vertikal oder horizontal gewälzt werden. Eine vertikale Wälzung bedeutet, dass die Kosten der jeweils übergeordneten Netzstruktur auf die untergeordnete gewälzt werden und die Nutzer eines bestimmten Netzes dessen kumulierte Kosten zahlen. Bei der horizontalen Wälzung werden die Netzkosten bundesweit gleichmäßig auf die Verbraucher:innen verteilt.

Aktuelle Situation: Die deutschen Stromnetze werden von vier verschiedenen Übertragungs- und knapp 900 Verteilnetzbetreibern betrieben. In Deutschland wurde 2017 mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMOG) die horizontale Wälzung der Kosten der Übertragungsnetze beschlossen. Die Übertragungsnetzentgelte werden somit bis 2023 schrittweise vereinheitlicht (Metz & Doderer, 2020). Die Kosten für die Verteilnetze hingegen werden weiterhin vertikal gewälzt. Dadurch variieren die Netzentgelte für Verbraucher:innen zwischen allen Verteilernetzen und unterscheiden sich regional um mehr als 100 % (RAP, 2014). Diese starken Diskrepanzen entstehen durch unterschiedliche Erhaltungs- und Ausbaukosten, durch unterschiedliche Auslastungen in stark und weniger stark besiedelten Regionen und durch den regional ungleichmäßigen Ausbau Erneuerbarer Energien. Insbesondere letzterer lässt die Netzentgelte aktuell steigen, denn er erfordert höhere Investitionen in den Netzausbau.

Mögliche Alternativen: Die Kosten für die Verteilnetze könnten ebenso wie für die Übertragungsnetze horizontal gewälzt werden. Entweder lassen sich die Kosten deutschlandweit ausgleichen (für diesen Vorschlag siehe [Kapitel 5.1](#)) oder es werden bestimmte Regionen festgelegt, in denen ein Ausgleich stattfindet. Es können außerdem Kriterien festgelegt werden, für die grundsätzliche Preisunterschiede weiterhin bestehen können (RAP, 2014).

Außerdem könnten entfernungsabhängige Tarife eingeführt werden, die dazu führen, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien und von Verbrauchs- und Flexibilitätsoptionen sich nach der Situation der Netze richtet. Dies hätte beispielsweise einen stärkeren Ausbau Erneuerbarer Energien im Süden und größere Verbrauchs- und Flexibilitätsoptionen im Norden als Ergebnis. Entfernungsabhängige Netzentgelte führen letztlich zu einer Diskussion über adäquate Stromgebotzonen und dazu, dass der Strompreis pro Netzknoten berechnet wird (engl.: *nodal pricing*).

5 Bausteine für eine Reform der Netzentgeltregulierung

Im Folgenden stellen wir Vorschläge vor, die auf einem partizipativen Stakeholder:innen-Workshop im Juni 2020 gesammelt und erörtert worden sind. Dabei werden drei Fragen pro Vorschlag beantwortet: Welche Ziele sollen durch die Vorschläge erreicht werden bzw. welches aktuelle Problem adressieren sie? Wie können die Vorschläge umgesetzt werden? Welche Herausforderungen gibt es? Des Weiteren werden die Ergebnisse des Workshops durch wissenschaftliche Erkenntnisse angereichert. Die Liste an Vorschlägen erhebt dabei keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern soll erster Startpunkt einer Debatte sein, die sonst häufig fragmentiert ist und nur zwischen Expert:innen geführt wird.⁴

⁴ Neben den fünf hier beschriebenen Vorschlägen wurden im Workshop noch folgende Bausteine einer Reform erörtert:

5.1 Bundeseinheitliche Netzentgelte auf Verteilnetzebene

Was ist Ziel des Vorschlags? (Intendierte Lenkungswirkung)

Eine bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte zielt darauf ab, die großen regionalen Unterschiede auszugleichen. Denn wie in [Kapitel 4.4](#) dargelegt, variieren die Netzentgelte zwischen den knapp 900 Verteilnetzbetreibern teils erheblich.

Im Zentrum dieser Reformidee stehen ein Solidaritätsgedanke und das in [Kapitel 2](#) erläuterte Uniformitätsprinzip: Die Energiewende-bedingten Netzkosten sollen gleichmäßig auf die Stromverbraucher:innen verteilt werden (Agora 2017a; BNetzA, 2015). Das kann auch dazu beitragen, die Akzeptanz für die Energiewende insbesondere in den Ausbaugebieten zu steigern (Metz & Doderer, 2020).

Eine Vereinheitlichung der Netzentgelte beseitigt außerdem fehlgeleitete Anreize für die Standortwahl wirtschaftlicher Betriebe durch Netzentgeltunterschiede (BNetzA, 2015). Das birgt die Chance, Erzeugung und Verbrauch von Erneuerbarem Strom räumlich zusammenzubringen, da bislang ein hoher Anteil Erneuerbarer Energien im Netz die Entgelte in die Höhe treibt (Agora 2017a; Metz & Doderer, 2020; RAP, 2014). Diese Begründung zielt weniger auf Gerechtigkeit, sondern auf die Steigerung der volkswirtschaftlichen Effizienz – von der letztendlich jedoch auch die einzelnen Verbraucher:innen durch mögliche Effizienzgewinne und Preissenkungen profitieren könnten.

Wie lässt sich der Vorschlag umsetzen?

Bundeseinheitliche Netzentgelte würden sich nicht mehr aus den Kosten des lokalen Netzbetreibers, sondern aus dem Durchschnitt der Netzkosten aller Netzbetreiber ergeben (Agora 2017a). Hierbei spricht man auch von einer horizontalen Kostenwälzung. Neben der bundesweiten Vereinheitlichung der gesamten Netzentgelte könnten auch lediglich einzelne Komponenten wie die Energiewende-bedingten Kosten ausgeglichen werden, oder es wird ein Preiskorridor definiert, innerhalb dessen die Netzentgelte regional unterschiedlich ausgestaltet werden können (Metz & Doderer, 2020). Dabei könnte der Aufwand der Ausgestaltung jedoch steigen und es könnten Anreize bestehen, alles als Energiewende-bedingt zu definieren. Bei allen Optionen käme es zu Mehr- oder Mindererlösen bei den Netzbetreibern, die durch ein Umlageverfahren ausgeglichen werden müssten (BNetzA, 2015; Metz & Doderer, 2020).

Was sind mögliche Herausforderungen und Probleme? (nicht intendierte Lenkungswirkung)

Die Angleichung von Netzentgelten würde für Verbraucher:innen in einigen Regionen eine starke Entlastung durch einen geringeren Netzpreis bedeuten. Zugleich würden aber Verbraucher:innen in anderen Regionen stärker belastet, wodurch es zu starken Umverteilungseffekten käme (BNetzA, 2015; Metz & Doderer, 2020). Allerdings wäre die Entlastung für diejenigen Verbraucher:innen mit

-
- AregV-Anpassung, um Netzbetreiber anzureizen, in bessere Nutzung der Stromnetze zu investieren
 - Öffentlich zugänglicher Dialog und Transparenz
 - Netzentgelte abhängig von der räumlichen Entfernung zwischen Einspeisung und Ausspeisung
 - Höchstleistungsauspeisungs-abhängige Netzentgelte in einem gewissen Zeitraum
 - Gemeinsamer Kostenpool für alle Netzebenen

aktuell überdurchschnittlichen Netzentgelten deutlich stärker als die Mehrbelastung für diejenigen Verbraucher:innen mit aktuell unterdurchschnittlichen Entgelten (Möst et al., 2015).

Die BNetzA kritisiert den hohen administrativen Aufwand und die entsprechenden Kosten, die mit einem notwendigen Umlageverfahren zwischen den Netzbetreibern einhergehen würde (BNetzA, 2015). Ob es tatsächlich einen hohen Aufwand bedeutet, die Erlösobergrenzen der VNB zusammenzurechnen und über die Verbraucher:innen zu verteilen, statt dass dies jeder VNB einzeln macht, gilt es zu diskutieren.

Bei den Vertriebsgesellschaften hingegen würde ein solches System die Berechnung der Netzentgelte erleichtern und mehr Transparenz und Wettbewerb ermöglichen (BNetzA, 2015; Metz & Doderer, 2020).

Das Umlageverfahren bedeutet außerdem, dass jene Netzbetreiber mit Mindererlösen hohe Liquiditätsreserven bräuchten, um bis zur Umverteilung der Erlöse nicht in Finanzierungsprobleme zu geraten (BNetzA, 2015). Dieses Risiko könnte über unterjährliche Abschlagszahlungen verringert werden.

Die Netzentgeltunterschiede, die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien entstehen – und nicht jene durch unterschiedliche Ausbau- und Erhaltungskosten oder Auslastungen –, können auch durch ein Netzentgelt für Stromproduzenten (siehe [Kapitel 5.2](#)) abgeschwächt werden (BNetzA, 2015). Eine horizontale Wälzung der Netzentgelte hingegen würde jegliche Kostenunterschiede ausgleichen. Die BNetzA weist daher darauf hin, dass die Begründung für eine horizontale Wälzung, eine gleichmäßige Verteilung der Energiewende-bedingten Kosten zu bewirken, nicht sachgemäß sei und daher zu rechtlichen Problemen bei der Umsetzung führen könnte (BNetzA, 2015).

5.2 Netzentgelte für Stromproduzenten

Was ist Ziel des Vorschlags? (Intendierte Lenkungswirkung)

Neben Verbraucher:innen könnten auch Stromproduzenten Netzentgelte zahlen. Der Ausbau der Stromnetze ist in vielen Fällen durch die Erneuerbaren Energien getrieben, wie in [Kapitel 4.1](#) bereits dargestellt. Werden die Netzentgelte nicht bundesweit vereinheitlicht (siehe [Kapitel 5.1](#)), kann ein Einspeiseentgelt außerdem die regionalen Unterschiede der Netzentgelte, die durch den erzeugergetriebenen Netzausbau verursacht werden, ausgleichen (BNetzA, 2015). Denn die Netzkosten würden durch die Erzeuger über andere Bestandteile des Strompreises an die Verbraucher:innen weitergegeben. Diese werden wiederum von allen Verbraucher:innen unabhängig von ihrem Standort gleichermaßen gezahlt. Zentral bei diesem Vorschlag ist, dass er die Möglichkeit bietet, durch regional differenzierte Netzentgelte, die von Erzeugern gezahlt werden, den Ausbau von Erzeugeranlagen geografisch zu beeinflussen (Agora 2017b).

Wie lässt sich der Vorschlag umsetzen?

Ein Netzentgelt für Stromproduzenten kann unterschiedlich gestaltet werden. So könnte auf Verteil- und/oder Übertragungsnetzebene ein Entgelt erhoben werden. Das Entgelt könnte auf Grundlage der eingespeisten Arbeit, der Höchstleistung oder auch der Anschlusskapazität des Erzeugers berechnet werden. Einspeiseentgelte könnten auch regional oder zeitlich differenziert ausgestaltet werden (siehe [Kapitel 4.2](#)), um dadurch den Erzeugungszubau Erneuerbarer Energien zu steuern (Jeddi & Sitzmann, 2019).

Alternativ zu einem periodischen Entgelt könnte auch ein einmaliger Baukostenzuschlag für Erzeugungsanlagen erhoben werden (Metz & Doderer, 2020; Agora 2017a). Dies stellt eine einfache Möglichkeit dar, die Ansiedlung der Erneuerbaren Energien regional zu steuern.

Was sind mögliche Herausforderungen und Probleme? (nicht intendierte Lenkungswirkung)

Netzentgelte für Stromproduzenten könnten allerdings, je nach Ausgestaltung, auch die volkswirtschaftliche Effizienz des gesamten Stromsystems beeinflussen (Jeddi & Sitzmann, 2019). Die Grenzkosten der Produktion würden sich erhöhen und damit die nach Grenzkosten geordnete Reihenfolge der am Markt gebotenen Leistungen (engl.: *merit order*). Das bedeutet etwa, dass deutsche gegenüber ausländischen Erzeugern benachteiligt werden (BDEW, 2015; RAP, 2014). Bei einem rein leistungsbasierten Entgelt hingegen wären die Grenzkosten nicht direkt betroffen und die Auswirkungen auf die *merit order* nicht so deutlich, dafür würden aber Spitzenlastkraftwerke stark benachteiligt, da diese selten, aber häufig bei hoher Leistung einspeisen (Jeddi & Sitzmann, 2019). Bei Baukostenzuschlägen wäre die Auswirkung auf die *merit order* am geringsten (Agora 2017a).

Ebenso können regional differenzierte Netzentgelte für Einspeiser ein Hindernis für den Ausbau Erneuerbarer Energien darstellen. Denn je stärker dezentrale Erzeugung an den Netzkosten beteiligt wird, desto weniger rentabel ist sie im Vergleich zu zentraler Erzeugung (RAP, 2014; Metz & Doderer, 2020). Hinzu kommt, dass die Standortwahl bei vielen Erzeugungsanlagen, insbesondere bei Erneuerbaren Energien, von anderen Standortfaktoren abhängig ist (BDEW, 2015; RAP, 2014).

Letztlich müssen bei einer Beteiligung der Erzeuger oder Lieferanten an den Netzkosten diese Kosten über andere Bestandteile des Strompreises wieder an die Verbraucher:innen weitergegeben werden. Demgegenüber könnte eine unmittelbare Kostenumlage auf die Verbraucher:innen transparenter sein und es vereinfachen, dass über die Preisgestaltung die Nachfrage beeinflusst wird. Hinzu kommt, dass Erzeuger ohne Beteiligung an den Netzkosten ohne Verzerrungen miteinander in den Wettbewerb treten können (RAP, 2014).

5.3 Bidirektionale Kostenwälzung

Was ist Ziel des Vorschlags? (Intendierte Lenkungswirkung)

Eine bidirektionale Kostenwälzung zielt darauf ab, die Netzkosten, die durch den Zubau von Erzeugungsanlagen entstehen, geografisch umzuverteilen und diese nach den physikalischen Flüssen den Verbraucher:innen zuzuordnen (Agora 2017a).

Denn bislang werden die Netzkosten monodirektional von den vorgelagerten auf nachgelagerte Netzebenen herabgewälzt. Der Strom hingegen fließt bidirektional (Consentec & ISI, 2018). Das bedeutet, dass nachgelagerte Netze Strom aus dem jeweils vorgelagerten Netz ausspeisen, wenn innerhalb des nachgelagerten Netzes die Stromnachfrage das Angebot übersteigt. Ist hingegen das Angebot größer als die Nachfrage – etwa aufgrund einer hohen dezentralen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien –, dann speisen nachgelagerte Netze in das jeweils vorgelagerte Netz ein. Teils liegt die Einspeiseleistung von Niederspannungsnetzen in vorgelagerte Netze fünffach so hoch wie die daraus bezogene Höchstlast (ebd.).

Der dezentrale Ausbau Erneuerbarer Energien verursacht deutliche Kosten für die Stromnetze, die von den Verbraucher:innen im jeweiligen Stromnetz getragen werden. Von diesem Ausbau der Erneuerbaren profitieren jedoch nicht nur die regionalen Verbraucher:innen, sondern alle Verbraucher:innen, die diesen Strom beziehen. Mit einer bidirektionalen Kostenwälzung werden somit auch nicht-intendierte Anreizwirkungen, beispielsweise für die Ansiedlung von Großverbrauchern, abgeschwächt.

Bei einer bidirektionalen Wälzung der Kosten sollen also auch Netzkosten von unteren Netzebenen auf die höheren Netzebenen aufwärts gewälzt werden (Metz & Doderer, 2020). Dadurch werden die Kosten für den Netzausbau verursachergerecht verteilt (ebd.; Agora 2017a). Damit würden beispiels-

weise auch Großverbraucher, die auf einer höheren Spannungsebene angeschlossen sind, für den Ausbau der Stromnetze zahlen, der in niedrigen Spannungsebenen auf Grund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien notwendig wird. Da auch sie den Strom aus Erneuerbaren Energien beziehen, verursachen unter anderem auch sie mit ihrem Stromverbrauch den Netzausbau auf den niedrigeren Spannungsebenen. Da damit auch Haushalte entlastet werden und vor allem Haushalte mit geringem Einkommen überproportional von niedrigeren Stromkosten profitieren, ist dies auch nach anderen in Kapitel 3 beschriebenen Fairnessprinzipien gerecht (z. B. nach dem Bedarfs- und Differenzprinzip). Die Höhe der Umverteilung ist jedoch nicht eindeutig zu beziffern, da es zu diskutieren gilt, welche Kosten auf höhere Ebene gewälzt werden und welche regional bleiben. Klar ist jedoch, dass damit die Großverbraucher, die auf höheren Netzebenen angeschlossen sind, also die Industrie, höhere Netzentgelte zahlen müssten und Haushalte, Gewerbe etc. dementsprechend entlastet würden.

Wie lässt sich der Vorschlag umsetzen?

Bislang gibt es keine detaillierten Ausgestaltungsvorschläge für eine bidirektionale Wälzung der Netzentgelte (Consentec & ISI, 2018; Metz & Doderer, 2020). Bei der Aufwärtswälzung, also der Umlegung der Netzkosten von nachgelagerten auf vorgelagerte Netze, stellen sich dieselben Fragen nach der Ausgestaltung der Leistungs- und Arbeitspreise, wie in [Kapitel 4.2](#) erörtert.

Was sind mögliche Herausforderungen und Probleme? (nicht intendierte Lenkungswirkung)

Durch eine bidirektionale Kostenwälzung würde vermutlich die Komplexität der Netzentgeltberechnung steigen (Jeddi & Sitzmann, 2019). Eine solche Änderung der Kostenwälzung würde außerdem zu Umverteilungseffekten führen. So würden die Entgelte der Höchst- und Hochspannungsnetze durchweg steigen und sich die Kosten gleichmäßiger auf die niedrigeren Netzebenen verteilen. Dadurch würden sich insbesondere in städtischen Gebieten die Netzentgelte erhöhen (Consentec & ISI, 2018). Wenn die Kosten für die Rückspeisung an der jährlichen Höchstleistung festgemacht würden, könnten einzelne Leistungsspitzen die Kostenverteilung beeinflussen und diese könnte erheblich volatiler werden (Consentec & ISI, 2018). Rückspeisungen in vorgelagerte Netze sind außerdem nicht nur durch Erneuerbare Energien bedingt, sondern auch von allen dezentralen Einspeisungen abhängig. Insbesondere die Entscheidungen, wie steuerbare Erzeugungsanlagen eingesetzt werden, hätte deutliche Auswirkungen auf die Rückspeiseleistung (Consentec & ISI, 2018).

Eine Herausforderung für diesen Vorschlag ist, welche Auswirkungen höhere Strompreise für die Industrie haben. Dies wird im folgenden Kapitel genauer diskutiert.

5.4 Nicht-systemdienliche Netzentgelte für die Industrie reformieren

Was ist Ziel des Vorschlags? (Intendierte Lenkungswirkung)

Die Netzentgeltberechnung für Großverbraucher stammt noch aus einem fossil-atomaren Energiesystem und ist in einem von volatiler Stromerzeugung aus Wind und Sonne geprägten Energiesystem nicht mehr systemdienlich (vgl. [Kapitel 4.2](#)). Sie muss angepasst werden, da ein System, das auf Erneuerbaren Energien beruht, andere Anreize für ein systemdienliches Verhalten braucht, als ein System, das auf Bandlast ausgerichtet ist.

In der aktuellen Netzentgeltsystematik wird netzdienliches Verhalten als gleichmäßiger Strombezug definiert. Eine Reform sollte zum Ziel haben, stattdessen „Anreize für einen marktorientierten Einsatz von Flexibilität zu vermitteln“ (Fritz et al., 2021).

Denn diese Flexibilität ist in einem auf Erneuerbaren Energien beruhenden System unabdingbar, weil sie zu einer optimierten Auslastung von Erzeugungs- und Netzkapazitäten im Energiesystem beiträgt und somit auch zur kosteneffizienten Erreichung der Klimaziele. Darüber hinaus sollten Anreize, die dazu führen könnten, dass mehr Energie bezogen wird, um höhere Kosten zu umgehen, auch wenn stellenweise die Energie nicht unbedingt benötigt wird (wie aktuell der Bandlastbezug), abgeschafft werden. Neben Anreizen zur Flexibilisierung sollte auch Energiesparen und effizientes Verhalten angereizt werden.

Die Ermittlung des Netzentgeltes anhand der Gleichzeitigkeitsfunktion, wie sie in [Kapitel 4.2](#) erläutert wird, erschwert die Schaffung konsistenter Anreize für eine effiziente Netznutzung (Fritz et al., 2021). Ist die Leistungskomponente am Entgelt dominant – was ab 2500 Jahresbenutzungsstunden der Fall ist –, besteht ein starker Anreiz zu gleichmäßigem Strombezug und einer hohen Benutzungsdauer. Das hemmt die Entfaltung des großen Flexibilitäts- und Effizienzpotenzials der Industrie (Fritz et al., 2021).

Da ein gleichmäßiger Lastgang von Großverbrauchern somit in einem Energiesystem, das auf Erneuerbaren Energien beruht, einer effizienten Auslastung des Stromnetzes entgegenwirkt, ermöglicht die Abschaffung nicht-systemdienstlicher Sonderregelungen außerdem eine verursachungsgerechtere Kostenverteilung.

Die reduzierten Netzentgelte nach §19 StromNEV stellen ebenfalls ein bedeutsames Hemmnis für die Flexibilitätsbereitstellung der Industrie dar (Friedrichsen et al., 2016; Fritz et al., 2021) und sollten angepasst werden. Denn aktuell werden individuelle Netzentgelte jenen Verbrauchern zugestanden, die mindestens 10 GWh jährlich verbrauchen und mehr als 7000 Jahresbenutzungsstunden aufweisen. Mit steigenden Benutzungsstunden sinken damit die Netzentgelte für Großverbraucher weiter.

Wie lässt sich der Vorschlag umsetzen?

Der Vorschlag, die nicht-systemdienliche Ermittlung von Netzentgelten für die Industrie abzuschaffen, kann mehrere Maßnahmen beinhalten, die im Folgenden vorgestellt werden:

Änderung der Gewichtung von Leistungs- und Arbeitspreis: Es gibt etwa den Vorschlag, die Gleichzeitigkeitsfunktion abzuschaffen und stattdessen ein festes Verhältnis von Leistungs- und Arbeitspreis (Fritz et al., 2021) einzuführen sowie gegebenenfalls den Leistungspreis vollständig abzuschaffen. Eine Abschaffung des Leistungspreises soll einen stärkeren Anreiz zur Flexibilisierung des Verbrauchs ermöglichen. Gleichzeitig müssten die Kosten anderweitig gedeckt werden, was grundsätzlich durch einen Anstieg des Arbeitspreises möglich wäre. Dies alleine befördert jedoch nicht eine weitere Flexibilisierung der Industrie. Eine zeitvariable Netzbepreisung könnte beispielsweise die Industrie zusätzlich zu mehr Flexibilisierung anreizen und so auch Potenziale für Elektrifizierung und Sektorkopplung freisetzen.

Anpassungen der Sonderregelungen: Die Beteiligung der Großverbraucher an der Bereitstellung von Regelleistung, also Flexibilität, könnte zur Voraussetzung von Sonderregelungen gemacht werden; individuelle Netzentgelte stünden dann nur noch Verbrauchern zu, die ihre Flexibilität netzdienlich einbringen (Friedrichsen et al., 2016).

Netzentgeltrelevante Leistungsspitzen bestimmen und Benutzungsstunden anpassen: Um Flexibilität anzureizen, könnten in bestimmten Zeiträumen netzdienliche Verbrauchserhöhungen nicht in die Berechnung der netzentgeltbestimmenden Leistungsspitze einfließen. Umgekehrt könnten netzdienliche Verbrauchsreduktionen sich nicht negativ auf die Jahresbenutzungsstunden auswirken (Friedrichsen et al., 2016). Alternativ könnte das Verhältnis zwischen Benutzungsstunden und Netzentgeltreduktion verändert werden, sodass die harten Grenzen zwischen den Netzentgeltstufen, beginnend bei 7000 Benutzungsstunden, zu einem stärker gleitenden Verlauf werden (Seidl et al., 2018).

Instrument der individuellen Netzentgelte abschaffen: Wie im vorigen Absatz erläutert, ist es möglich, im bestehenden System der individuellen Netzentgelte Flexibilitäten zu ermöglichen. Dies ist jedoch nur bis zu einem gewissen Grad möglich und es sollte darum diskutiert werden, ob das Instrument noch das Richtige für industriepolitisch gewünschte reduzierte Netzentgelte ist (Fritz et al., 2021).

Was sind mögliche Herausforderungen und Probleme? (nicht intendierte Lenkungswirkung)

Eine Herausforderung ist die Frage, welche Auswirkungen höhere Netzentgelte für die Industrie haben und wie damit politisch umzugehen ist. Höhere Netzentgelte sollten auf der einen Seite zwar nicht dazu führen, dass der Industrie die Transformation zur Klimaneutralität erschwert wird, jedoch sprechen Gerechtigkeits- und Effizienzüberlegungen dagegen, die Industrie über geringere Netzentgelte zu subventionieren. Aus Gerechtigkeitsicht werden private Haushalte und Gewerbe dadurch stärker belastet. Für niedrige Netzentgelte der Industrie würde hingegen sprechen, dass damit Arbeitsplätze und Möglichkeiten der Wertschöpfung gesichert werden und die Transformation zur Klimaneutralität ermöglicht wird. Jedoch wird das System damit komplizierter und ineffizienter. Für ein effizientes System sollten die Strompreise auch für die Industrie die richtigen Signale setzen, sodass sie ihren Strombezug systemdienlich gestaltet. Dabei gibt es drei Punkte zu beachten: (1) wie das Ziel der Industrietransformation außerhalb des Netzentgeltesystems adressiert werden kann, (2) wie durch dieses keine falschen Anreize mehr gesetzt werden, (3) wie das System sozial gerechter wird.

Teilweise könnten die höheren Strompreise für die Industrie durch Flexibilisierung ihres Strombezugs kompensiert werden. Damit bestimmte Industrien jedoch nicht unwirtschaftlich werden, könnte ein Anpassungskorridor an höhere Strompreise für die Industrie definiert werden, indem beispielsweise die Kosten durch höhere Netzentgelte nicht sprunghaft steigen. Gegebenenfalls müssten außerdem weitere Mittel für die Industrietransformation aus dem Bundeshaushalt bereitgestellt werden. Für derzeit schwer zu flexibilisierende Industriezweige sollten entsprechende unterstützende Maßnahmen gefunden werden, die aber gleichzeitig weitere Anreize zur Flexibilisierung schaffen. Es gilt also zu diskutieren, ob industriepolitische Erleichterungen nicht besser über den Bundeshaushalt oder Mechanismen wie *Carbon Contracts for Difference* (CCfDs) finanziert oder kompensiert werden können. CCfDs sind staatliche Verträge, die die Mehrkosten von Maßnahmen der Industrie zur Transformation und für den Klimaschutz absichern sollen.

5.5 Zeitvariable Netzentgelte für alle Verbraucher:innen

Was ist Ziel des Vorschlags? (Intendierte Lenkungswirkung)

Zeitvariable Netzentgelte zielen darauf ab, durch Preissignale den Verbrauch netzdienlich zu lenken (Agora, 2017a). Das Entgelt variiert also zu unterschiedlichen Zeitpunkten in Abhängigkeit von der jeweiligen Netzauslastung. Dadurch soll die Effizienz der Netznutzung gesteigert werden, indem Teile der Leistungs- oder Energienachfrage von Hochlastzeiten auf andere Zeiträume verlagert werden (Agora, 2017a). Ziel des Ansatzes ist es somit, die volkswirtschaftliche Effizienz der Netznutzung zu steigern, wodurch langfristig auch Verbraucher:innen durch den eventuell vermiedenen Netzausbau (relativ) entlastet werden und gleichzeitig Elektrifizierung ermöglicht wird (Agora, 2017a). Dadurch wird zugleich die Verursachergerechtigkeit der Kostenverteilung gestärkt, da die Netzdimensionierung und der -ausbau langfristig von der auftretenden Höchstlast abhängen (Agora, 2017a; Consentec & ISI, 2018). Da Sektorkopplung durch Wärmepumpen und E-Mobilität an Wichtigkeit erlangt, wird dieser Vorschlag immer dringlicher, um so den Stromverbrauch in Zeiten mit hoher Einspeisung und ansonsten niedrigem Verbrauch zu verlagern.

Wie lässt sich der Vorschlag umsetzen?

Sowohl Arbeits- als auch Leistungspreise können zeitvariabel gestaltet werden. Zeitvariable Netzentgelte können entweder in vorab festgelegten Zeiträumen variieren – etwa wenn sie zu jenen Zeitpunkten steigen, zu denen die Netzauslastung hoch ausfällt. Dann werden sie als „Time of Use“-Tarife (ToU) bezeichnet (Jeddi & Sitzmann, 2019). Da die Entgelte dabei im Voraus festgelegt werden, richtet sich das Entgelt nicht nach der tatsächlichen, sondern nach der erwarteten Auslastung des Stromnetzes. Damit bleiben die Netzkosten für die Verbraucher:innen vorhersehbar (Consentec & ISI, 2018). Diese vorab festgelegten Zeiträume können beliebig kurz oder lang gestaltet werden. Auch die Preisfestlegung kann weit im Voraus oder kurzfristig geschehen, etwa am Vortag oder während des Liefertages. Je kurzfristiger die Entgelte festgelegt werden und je kürzer die Zeiträume sind, desto besser kann das Netz ausgelastet werden. Desto schwieriger wird es jedoch für die Verbraucher:innen, auf die Preissignale zu reagieren (Consentec & ISI, 2018).

Alternativ könnten sich Netzentgelte auch dynamisch, also in Echtzeit ändern. Dann werden sie als „Real-Time Pricing“-Modelle (RTP) bezeichnet (BDEW, 2015; Jeddi & Sitzmann, 2019). Bei einer dynamischen Ausgestaltung besteht jedoch keine preisliche Planungssicherheit für die Verbraucher:innen mehr. Werden die Preise und Zeiträume vorab prognostiziert, ermöglicht das Verbraucher:innen Planungssicherheit für die Netzentgelte (Agora, 2017a).

Damit die Netzentgelte auf die regional unterschiedliche Netzauslastung reagieren und durch Preissignale Anreize zum netzdienlichen Verbrauch schaffen, können die Netzentgelte auch regional variieren (Agora, 2017a). Auch eine solche regionale Differenzierung kann im Voraus oder dynamisch erfolgen (Jeddi & Sitzmann, 2019).

Was sind mögliche Herausforderungen und Probleme? (nicht intendierte Lenkungswirkung)

Die zeitvariable Gestaltung der Kostenverteilung würde die Komplexität der Netzentgeltsystematik steigern (Consentec & ISI, 2018). Je genauer die Zeiträume und Preisstufen gestaltet werden, desto komplexer wird sie. Zugleich hängt die Effizienz der Anreizwirkung durch zeitvariable Entgelte stark von der Spreizung und Abstufung der Preise und von der Länge der festgelegten Zeiträume ab. Daher stellt die Ausgestaltung zeitvariabler Netzentgelte eine notwendige Abwägung zwischen der Komplexität der Netzentgeltsystematik und der Effizienz ihrer Anreizwirkungen dar. Die Anreizwirkung der Netzentgelte kann sich auch mit Anreizwirkungen anderer Stromkostenbestandteile, insbesondere Kosten für die Strombeschaffung, aber auch Umlagen und Steuern, überlagern. Wird die Spreizung der Entgelte allerdings sachgemäß festgelegt, sind die überlagernden Anreize dennoch gesamtwirtschaftlich effizient.

Zeitlich variierende Netzentgelte erfordert auf Haushaltsebene zudem, dass Verbraucher:innen eine Smart-Meter-Einrichtung nutzen. Diese sind im Vergleich zu herkömmlichen Messeinrichtungen (Ferraris-Zählern) teurer. Das erhöht somit die Transaktionskosten auf Verbraucher:innenseite, gerade für Haushalte mit geringem Einkommen. Es bedeutet außerdem, dass bis zur flächendeckenden Ausstattung der Haushalte mit Smart-Meter-Einrichtungen nicht alle Verbraucher:innen in ein solches Preissystem einbezogen werden können (RAP, 2014). Auf EU- und Bundesebene gibt es den Willen und Ansätze, entsprechende Messeinrichtungen auszurollen, Deutschland hinkt dabei jedoch noch hinterher. Dabei gilt es auch zu diskutieren, ob Smart-Meter durch Netzentgelte rückfinanziert werden sollten. Denn sie sind für das gesamte Energiesystem notwendig und alle profitieren erst einmal von einem flächendeckenden Ausbau. Jedoch stellt sich die Frage der sozialen Gerechtigkeit, da nicht alle gleichermaßen von einem Smart-Meter profitieren können.

Denn die Möglichkeiten der Verbraucher:innen, ihren Strombezug an variierende Kosten anzupassen, ist unterschiedlich. Die sogenannte Nachfrageelastizität ist bei Privathaushalten, insbesondere

bei Haushalten mit einem geringeren Verbrauch (speziell bei Mieter:innen kleiner Wohnungen), geringer als bei Hausbesitzer:innen mit Elektrofahrzeug und Wärmepumpe. Damit profitieren Haushalte mit höherem Einkommen stärker durch einen Smart-Meter, während die Finanzierung eines Smart-Meter-Rollouts durch Netzentgelte stärker Haushalte mit geringerem Einkommen belastet. Stattdessen könnte der Smart-Meter-Einbau für Geringverbraucher:innen, insbesondere für Mieter:innen auch aus dem Bundeshaushalt (teil-)finanziert werden.

Durch die zunehmend größer werdende Rolle von Elektromobilität und Wärmepumpen werden sich jedoch zukünftig die nutzerseitigen Flexibilitäten erhöhen. Außerdem ermöglicht eine weitere Digitalisierung, dass stärker in Echtzeit auf Preissignale reagiert werden kann. Zeitvariable Tarife helfen also dabei, Innovationen, wie Wärmepumpen und Elektromobilität, netzdienlich in das System einzubinden.

Eine Möglichkeit, damit auch Haushalte mit geringem Einkommen von Flexibilisierung und Effizienz profitieren, stellen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften dar, die in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Europäischen Union geregelt sind. Mitglied der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften können dabei Bürger:innen, Kommunen sowie kleine und mittlere Unternehmen werden, die in einem gewissen Radius leben. Durch sie könnten mehr Haushalte befähigt werden, sich am Ausbau Erneuerbarer Energien und weiterer dazugehöriger Technologien zu beteiligen (Lu & Waddams Price 2018).

6 Empfehlungen für den weiteren Prozess

Es gilt nun also, die Stromnetzentgelte für die Transformation zu reformieren, sodass diese effektiv den Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem ebnen. Sie müssen dafür Innovationen anreizen und sozial gerecht gestaltet sein. Dabei ist die zügige Erreichung der Klimaneutralität auch eine Frage der intergenerationalen und globalen Gerechtigkeit.

Der Pfad zur Klimazielerreichung muss jetzt eingeschlagen werden. Dabei ist nicht nur der beschleunigte Ausbau der Erneuerbaren Energien wichtig, sondern das ganze System sollte neu gedacht werden – das betrifft auch die Netzentgelte. Diese können gerade dafür genutzt werden, Flexibilitäten anzureizen, die dringend erforderlich für ein System sind, dass zu 100% auf Erneuerbaren Energien beruht. Außerdem werden Netzentgelte einen immer größeren Kostenblock darstellen, was Fragen der sozialen Gerechtigkeit aufwirft.

Darüber hinaus sollten Anreize für die Netzbetreiber, wie in [Kapitel 2](#) kurz erläutert wurde, auch an den Zielen der Klimaneutralität ausgerichtet werden und die soziale Gerechtigkeit im Blick haben. Letztlich geht es hierbei um die Frage, was Netzbetreiber durch Netzentgelte finanziert bekommen. Damit diese das volkswirtschaftlich Richtige machen können, müssen sie ebenfalls entsprechenden Anreizen ausgesetzt werden. Es darf zukünftig nicht nur in erster Linie Netzausbau finanziert werden, sondern es müssen stärker Innovationen in den Blick genommen werden, die dem Energiesystem der Zukunft dienen, also beispielsweise das bestehende Netz besser ausnutzen.

Die Probleme der aktuellen Stromnetzregulierung, die an vielen Stellen noch aus einer Zeit der zentralen, fossilen und atomaren Erzeugung stammen, sind bekannt. In diesem Papier haben wir Möglichkeiten einer Reform der Stromnetzentgelte vorgestellt. Die Diskussion über eine Reform ist dabei keine leichte. Darum braucht es nun einen strukturierten Prozess mit Beteiligung aller betroffenen Akteure – dies betrifft nicht nur Netzbetreiber, Erzeuger, Jurist:innen und die Regulierungsbehörde etc., sondern auch wesentlich gesellschaftliche und wissenschaftliche Akteur:innen. Dass ein solcher Dialog erwünscht und möglich ist, hat unser Perspektivwechselworkshop in kleinem Rahmen gezeigt. Dieser Prozess muss prozedural gerecht sein, indem alle Akteur:innen befähigt werden, sich eine Meinung zu bilden und indem Informationen transparent und aufgearbeitet zur Verfügung gestellt werden.

7 Referenzen

Agora Energiewende (2017a) Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. [Online]
<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/energiewende-und-dezentralitaet/> [Abgerufen am 10. Januar 2019].

Agora Energiewende (2017b) Studie Neue Preismodelle für Energie. [Online]
<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/neue-preismodelle-fuer-energie/> [Abgerufen am 9. März 2022].

Agora Energiewende & Energynautics (2018) Toolbox für die Stromnetze – Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. [Online]
<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/toolbox-fuer-die-stromnetze/> [Abgerufen am 3. Januar 2019].

Agora Energiewende (2019) Netzentgelte, Zeit für Reformen 2019. [Online]
<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/netzentgelte-2019-zeit-fuer-reformen/> [Abgerufen am 10. Januar 2019]

BDEW (2015) Netzentgeltsystematik Strom. Berlin: BDEW. [Online]
https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20150428_Netzentgeltsystematik_Strom.pdf
[Abgerufen am 01. Oktober 2021]

Becker Büttner Held Consulting AG (2018) Verteilnetzbetreiber 2030. Aufgaben, Herausforderungen, Strategien. [Online]
https://www.beckerbuettnerheld.de/fileadmin/user_upload/rundschreiben/Studie_VNB_2030.pdf
[Abgerufen am 25. März 2021]

Becker, P. (2011) Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne – Zugleich ein Beitrag zur Entwicklung des Energierechts. Ponte Press, Bochum.

BNetzA (2015a) Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1
[Abgerufen 10. Januar 2019].

BNetzA (2015b) Evaluierungsbericht nach §33 Anreizregulierungsverordnung Januar 2015. [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile
[Abgerufen am 9. März 2022]

BNetzA (2017) Wesentliche Elemente der Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern. [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/start.html
[Abgerufen am 10. Januar 2019].

BNetzA (2021a) Monitoringbericht 2021. [Online]

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=5

[Abgerufen am 9. März 2022]

BNetzA (2021b) Transparenz in der Netzentgeltbildung. [Online]

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Transparenz/start.html

[Abgerufen am 9. März 2022]

Consentec & ISI [Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung] (2018) Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. [Online]

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=6

[Abgerufen am 06. Oktober 2021]

Europäische Zentralbank Blog v. 18.03.2021

<https://www.ecb.europa.eu/press/blog/date/2021/html/ecb.blog210318~3bbc68ffc5.de.html> [Abgerufen am 24. Februar 2022]

Friedrichsen, N., Hilpert, J., Klobasa, M. & Sailer, F. (2016) Anforderungen der Integration erneuerbarer Energien an die Netzentgeltregulierung – Diskussion ausgewählter Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgelt- und Netznutzungssystem. Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. [Online]

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-23_netzentgelte_zus_pol_entscheidungstrager.pdf

[Abgerufen am 10. Oktober 2021]

Fritz, W., Maurer, C., & Jahn, A. (2021) Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. Berlin: Agora Energiewende. [Online]

https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_IND_FlexNetz/A-EW_224_Netzkostenallokation_WEB.pdf

[Abgerufen am 10. Oktober 2021]

Habermas, Jürgen (1996) Versöhnung durch öffentlichen Vernunftgebrauch, in: Ders., Die Einbeziehung des Anderen, Frankfurt am Main: Suhrkamp, S. 65–94.

Jahn, A. & Graichen, P. (2018) Netzentgelte 2018: Problematische Umverteilung zulasten von Geringverbrauchern, Kurzanalyse, Berlin: Agora Energiewende.

Jeddi, S. & Sitzmann, A. (2019) Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen. Z Energiewirtschaft 2019(43), 245–267.

Kuehn, Robert (2000) A Taxonomy of Environmental Justice, in: Environmental Law Reporter, Jg. 30, S. 10681–10703.

Leventhal, Gerald S. (1980) What should be done with equity theory? New approaches to the study of fairness in social relationships, in: K. J. Gergen, M. S. Greenberg & R. H. Willis (Hrsg.), Social Exchange: Advances in theory and research, New York: Plenum Press, S. 27–55.

Lu, Liang und Waddams Price, Catherine (2018) Designing distribution network tariffs that are fair for different consumer groups. Report for BEUC. [Online]

https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018-099_designing_distribution_network_tariffs_that_are_fair_for_different_consumer_groups.pdf

[Abgerufen am 02.03.2022]

Metz, J. und Doderer, H. (2020) Systemische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0. Berlin, Greifswald, Stuttgart: IKEM. [Online]

<https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/03/IKEM-Netzentgelte-Broschu%CC%88re.pdf?media=1628501676>

[Abgerufen am 01. Oktober 2021]

Möst, D., Hinz, F., Schmidt, M. und Zöphel, C. (2015) Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte. Dresden: TU Dresden. [Online]

https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/ressourcen/dateien/dateien/ordner_aktuelles/gutachten_nne_2015?lang=de

[Abgerufen am 01. Oktober 2021]

RAP (2014) Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen: Analyse. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. [Online]

https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web_101.pdf

[Abgerufen am 10. Januar 2019].

Rawls, John (2013) A Theory of Justice, in: R. Shafer-Landau (Hrsg.), Ethical Theory. An Anthology, 2. Aufl., Hoboken: Wiley-Blackwell, S. 581–592.

Rawls, John (1975) Eine Theorie der Gerechtigkeit. Suhrkamp Taschenbuch Wissenschaft, Frankfurt am Main.

Seidl, H., Schenuit, C., Teichmann, M., Limbacher, E.-L., Mann, J. & Dünnwald, A. (2018) Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Berlin: dena. [Online]

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9238_Ergebnispapier_der_Taskforce_Netzentgelte_Impulse_zur_Weiterentwicklung_der_Netzentgeltsyst.pdf

[Abgerufen am 01. Oktober 2021]

Tagesschau v. 02.09.2021 EuGH-Urteil zum Energiemarkt. [Online]

<https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/eugh-leitungskosten-101.html>

[Abgerufen am 24. Februar 2022]

Zeit online v. 19.07.2018 Energiemarkt [Online]

<https://www.zeit.de/politik/deutschland/2018-07/energiemarkt-eu-kommission-klage-deutschland-bundesnetzagentur-wettbewerb>

[Abgerufen am 24. Februar 2022]

Zöllner, Jan, Heidi Ittner und Petra Schweizer-Ries (2005) Perceived Procedural Justice as a Conflict Factor in Wind Energy Plants Planning Processes, in: Artikel präsentiert bei der 5. BIEE Akademischen Konferenz: „European Energy-Synergies and Conflicts“, Oxford.

Zöllner, Jan, Petra Schweizer-Ries und Christin Wemheuer (2008) Public acceptance of renewable energies: Results from case studies in Germany, in: Energy Policy, Jg. 36, S. 4136–4141.

Sie fanden diese Publikation interessant?

Wir stellen unsere Veröffentlichungen zum Selbstkostenpreis zur Verfügung, zum Teil auch unentgeltlich. Für unsere weitere Arbeit sind wir jedoch auf Spenden und Mitgliedsbeiträge angewiesen.

Spendenkonto: BIC/Swift: BFSWDE33BER, IBAN: DE33 1002 0500 0003 212300

Spenden per SMS: Stichwort „Weitblick“ an 8 11 90 senden und 5 Euro spenden.

Mitgliedschaft: Werden Sie Fördermitglied (Mindestbeitrag 60 Euro/Jahr) oder stimmberechtigtes Mitglied (ab 150 Euro/Jahr, Studierende ab 120 Euro/Jahr) bei Germanwatch. Weitere Informationen und das Anmeldeformular finden Sie auf unserer Website unter:

www.germanwatch.org/de/mitglied-werden

Wir schicken Ihnen das Anmeldeformular auf Anfrage auch gern postalisch zu:
Telefon: 0228/604920, E-Mail: info@germanwatch.org

Germanwatch

„Hinsehen, Analysieren, Einmischen“ – unter diesem Motto engagiert sich Germanwatch für globale Gerechtigkeit und den Erhalt der Lebensgrundlagen und konzentriert sich dabei auf die Politik und Wirtschaft des Nordens mit ihren weltweiten Auswirkungen. Die Lage der besonders benachteiligten Menschen im Süden bildet den Ausgangspunkt unseres Einsatzes für eine nachhaltige Entwicklung.

Unsere Arbeitsschwerpunkte sind Klimaschutz & Anpassung, Welternährung, Unternehmensverantwortung, Bildung für Nachhaltige Entwicklung sowie Finanzierung für Klima & Entwicklung/Ernährung. Zentrale Elemente unserer Arbeitsweise sind der gezielte Dialog mit Politik und Wirtschaft, wissenschaftsbasierte Analysen, Bildungs- und Öffentlichkeitsarbeit sowie Kampagnen.

Germanwatch finanziert sich aus Mitgliedsbeiträgen, Spenden und Zuschüssen der Stiftung Zukunftsfähigkeit sowie aus Projektmitteln öffentlicher und privater Zuschussgeber.

Möchten Sie die Arbeit von Germanwatch unterstützen? Wir sind hierfür auf Spenden und Beiträge von Mitgliedern und Förderern angewiesen. Spenden und Mitgliedsbeiträge sind steuerlich absetzbar.

Bankverbindung / Spendenkonto:
Bank für Sozialwirtschaft AG,
IBAN: DE33 1002 0500 0003 2123 00,
BIC/Swift: BFSWDE33BER

Weitere Informationen erhalten Sie unter
www.germanwatch.org
oder bei einem unserer beiden Büros:

Germanwatch – Büro Bonn
Dr. Werner-Schuster-Haus
Kaiserstr. 201, D-53113 Bonn
Telefon +49 (0)228 / 60492-0, Fax -19

Germanwatch – Büro Berlin
Stresemannstr. 72, D-10963 Berlin
Telefon +49 (0)30 / 57 71 328-0, Fax -11

E-Mail: info@germanwatch.org

Internet: www.germanwatch.org



Hinsehen. Analysieren. Einmischen.

Für globale Gerechtigkeit und den Erhalt der Lebensgrundlagen.