

Reform der Netzentgeltsystematik: Herausforderungen und Perspektiven für die Energiewende in Deutschland und Europa

Manuela McCulloch und Dietmar Graeber

Die Netzentgeltsystematik spielt eine Schlüsselrolle bei der erfolgreichen Umsetzung der Energiewende. Aktuell stehen in Deutschland und Europa die bestehenden Netzentgeltstrukturen unter zunehmendem Druck: Sie müssen den wachsenden Anforderungen einer nachhaltigen und verteilten Stromerzeugung gerecht werden. Dieser Artikel beleuchtet die Reformbedarfe der deutschen Netzentgeltsysteme und vergleicht sie mit Netzentgeltstrukturen anderer EU-Länder.

Die Stromübertragungs- und Verteilnetze bilden das Rückgrat der nationalen und europäischen Energieversorgungssysteme und spielen eine zentrale Rolle bei der Umsetzung der Energiewende. Die Netzentgelte, die die Kosten für den Betrieb und Ausbau dieser Infrastruktur decken, müssen zahlreiche Anforderungen erfüllen und eine diskriminierungsfreie Verteilung der Kosten gewährleisten. In der Europäischen Union tragen die nationalen Regulierungsbehörden die Verantwortung für die Festlegung dieser Entgelte – in Deutschland sind dies die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden [1].

Mit dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 2. September 2021 (C-718/18) steht Deutschland vor einer grundlegenden Neugestaltung seines Netzentgeltsystems. Dieses Urteil bietet neben der Erfüllung der Anforderungen des EU-Rechts auch die Chance, durch Anpassungen der Netzentgeltstrukturen auch die aktuellen Herausforderungen der Energiewende besser zu bewältigen. Ein nachhaltiger und effizienter Energiemarkt erfordert eine Überprüfung und Reform der bestehenden Strukturen, um den wirtschaftlichen und technologischen Entwicklungen gerecht zu werden [2].

Zahlreiche Reformvorschläge, wie das Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zur Nachfolgeregelung für die Anreizregulierungsverordnung, Stromnetzentgeltverordnung und Gasnetzentgeltverordnung (NEST) sowie die aktuelle Diskussion über die diskriminierungsfreie Verteilung von Netzkosten für den Ausbau erneuerbarer Energien, zielen darauf ab, das System zu modernisieren [3], [4]. Zudem hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im



Netzentgelte müssen diverse Anforderungen erfüllen, darunter Kostenorientierung, Transparenz und Diskriminierungsfreiheit. Die zentrale Herausforderung besteht darin, ein ausgewogenes Verhältnis zwischen zahlreichen Prinzipien zu erreichen

Bild: Adobe Stock

Juli 2024 die Eckpunkte des zukünftigen deutschen Strommarktdesigns zur Diskussion gestellt [5]. Doch bleibt offen, ob diese Ansätze ausreichen, um die langfristigen Ziele der Energiewende zu erreichen. Gleichzeitig entwickelt sich auch auf europäischer Ebene das Strommarktdesign weiter, was zusätzliche Anforderungen an die nationale Netzentgeltsystematik stellt [6].

Im Folgenden wird untersucht, inwiefern die derzeitigen Netzentgeltsysteme den Herausforderungen der Energiewende gewachsen sind, und werden mögliche Reformansätze aufgezeigt, um eine diskriminierungsfreie und zukunftsfähige Kostenverteilung sicherzustellen.

Regulierung der Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Reformbedarf

In Deutschland ist die Netzentgeltsystematik für sowohl Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als auch Verteilnetzbetreiber (VNB) durch regulatorische Vorgaben festgelegt. Die ÜNB sind für die Übertragungsnetze zuständig und ihre Netzentgelte decken u.a. die Kosten für den Transport von Strom über weite Entfernungen und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie die Frequenzhaltung ab. Die Bundesnetzagentur reguliert die Berechnung dieser Netzentgelte, die auf den im Rahmen der Anreizregulierung festgelegten Erlösbergrenzen basieren. Die Entgelte der

ÜNB setzen sich in der Regel aus Leistungspreisen, die auf die maximale Leistungsaufnahme bezogen sind, und Arbeitspreisen, die sich nach dem tatsächlichen Energieverbrauch richten, zusammen. Seit der Verabschiedung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) und der schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte sind die ÜNB ab 2023 verpflichtet, einheitliche Entgelte für die Netzebene Höchstspannung und die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung zu erheben [7], [8].

Die VNB hingegen sind für die lokalen und regionalen Stromnetze verantwortlich. Ihre Netzentgelte decken die Kosten für die Stromverteilung an Endverbraucher, den Betrieb und die Instandhaltung des Verteilnetzes sowie Investitionen in den Netzausbau. Auch diese Entgelte unterliegen der Aufsicht durch die Bundesnetzagentur bzw. den Landesregulierungsbehörden und basieren auf den im Rahmen der Anreizregulierung festgelegten Erlösobergrenzen. Die Tarifstruktur der VNB ist oft komplexer als die der ÜNB und umfasst in der Regel Leistungs- bzw. Grundpreise sowie Arbeitspreise, kann jedoch auch zusätzliche Bestandteile wie Verlustenergie, Blindstrompreise und Gebühren für den Messstellenbetrieb enthalten. Diese spezifischen Tarife können je nach geografischer Lage, Netzauslastung und Investitionsbedarf des jeweiligen Netzbetreibers variieren. Im Zuge der Energiewende zeigt sich im aktuellen Netzentgeltsystem ein Anstieg der Stromnetzentgelte sowie eine zunehmende regionale Differenzierung [9], [10].

In Deutschland werden Stromerzeuger aktuell nicht an den Netzkosten beteiligt. Im Gegenteil, sie werden sogar durch vermiedene Netzentgelte für steuerbare dezentrale Einspeisung begünstigt. Netzausbaukosten werden der Erzeugung lediglich für den direkten Netzausgang angelastet. Verminderte Einspeisung aufgrund von Netzengpässen wird hingegen sogar kompensiert [11].

Das Konzept der vermiedenen Netzentgelte entstand vor 2005 und basierte auf der Idee, dass kleinere, im Verteilnetz angeschlossene Kraftwerke einen Standortvorteil haben, da sie Strom nahe am Verbrauchsort erzeugen und dadurch Transformations- und Übertragungsverluste reduzieren. Um diesen Vorteil

gegenüber Großkraftwerken auszugleichen und die Wettbewerbsfähigkeit der dezentralen Kraftwerke zu fördern, werden diesen vermiedene Netzentgelte gezahlt.

Die Beibehaltung dieser Entgelte wird laut Bundesnetzagentur durch zwei Argumente gestützt: Erstens werden durch die dezentrale Einspeisung angeblich Netzkosten auf höheren Spannungsebenen vermieden, da weniger Strom über große Distanzen transportiert werden muss. Zweitens wird der Stromfluss von höheren zu niedrigeren Spannungsebenen berücksichtigt. Da die genaue Ermittlung vermiedener Netzkosten schwierig ist, wird in § 18 StromNEV eine pauschale Vergütung durch vermiedene Netzentgelte vorgesehen. Die Höhe dieser Entgelte entspricht dem Preis für Arbeit und Leistung der vorgelagerten Netzebene. Verteilernetzbetreiber passen entsprechend die Erlösobergrenzen an, um die Kosten für die dezentrale Einspeisung zu berücksichtigen [12].

Ob diese Argumentationen noch zeitgemäß sind, wäre zu überprüfen. Denn Netzbetreiber müssen ihre Infrastrukturen an die veränderte Erzeugungslandschaft durch die Energiewende anpassen, da diese ursprünglich auf konventionelle Kraftwerke ausgerichtet waren, die hauptsächlich an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Erneuerbare Energien werden jedoch zunehmend in unteren Netzebenen eingespeist, was einen erheblichen Ausbau und die Digitalisierung der Verteilernetze erfordert [4].

Gemäß dem aktuellen Beschluss der Bundesnetzagentur „BK8-24-001-A wegen der Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“ vom August 2024 sollen nun Netzbetreiber, die in einem besonders hohen Maß von der Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen betroffen sind, künftig einen finanziellen Ausgleich durch die entstandenen Mehrkosten erhalten. In ihrem Modell setzt die Bundesnetzagentur nun ein gestuftes Modell um. Zunächst sollen die Netzbetreiber ermitteln, ob ihr Netz von einer besonderen Kostenbelastung aus dem Ausbau erneuerbarer Energien betroffen ist. Sofern die Kennzahl einen festzulegenden Schwellenwert überschreitet, können diese Mehr-

belastungen bundesweit verteilt werden. Hierdurch sollen in den betroffenen Regionen die Netzentgelte sinken [4].

Gemäß aktuellem Stand wären 17 Netzbetreiber in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (hinzu kommen gegebenenfalls noch Netzbetreiber in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden) berechtigt, ihre Kosten zu wälzen. Für einen durchschnittlichen Haushalt in einem der betroffenen Netzgebiete geht die Bundesnetzagentur von Einsparungen von bis zu 120 € im Jahr aus [13], die Netzkunden in anderen Netzgebieten müssen hingegen mit signifikant höheren Kosten rechnen.

Reformbedarf der deutschen Netzentgeltssystematik im Kontext der Energiewende und EU-Vorgaben

Verschiedene Verbände fordern eine umfassende Reform der Netzentgeltssystematik sowie der staatlich veranlassten Umlagen und Entgelte, um diese an die zukünftigen Herausforderungen anzupassen und sehen die Festlegung im Idealfall nur als Übergangslösung. Nur durch eine solche Reform können demnach die wirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende für Unternehmen und Energiekunden auf ein vertretbares Maß begrenzt und eine gerechte Lastenverteilung erreicht werden. In der aktuellen Festlegung fehlt die grundsätzliche Auseinandersetzung mit der Frage, ob die bestehende Netzentgeltssystematik den Anforderungen der Energiewende gerecht wird. Diese wichtige Fragestellung muss daher zeitnah als Folgeaufgabe angegangen werden [14], [4].

Das Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 2. September 2021 (C-718/18) befasst sich mit den Regelungen zur Festlegung von Stromnetzentgelten in Deutschland und deren Übereinstimmung mit den Anforderungen des EU-Rechts. Der EuGH stellte fest, dass die deutsche Praxis, Netzentgelte durch Rechtsverordnungen zu regeln, nicht den Anforderungen des EU-Rechts entspricht. Laut dem EU-Recht müssen die nationalen Regulierungsbehörden die volle Verantwortung für die Festlegung oder Genehmigung von Netzentgelten übernehmen. In Deutschland wurde dies teilweise auf Rechtsverordnungen und das Ministerium übertragen, was

der EuGH kritisierte. Ein zentrales Anliegen des Urteils war es, die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden wie der Bundesnetzagentur sicherzustellen.

Das Urteil führte zu der Notwendigkeit, das deutsche Energierecht zu reformieren, insbesondere die Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 24 EnWG) und die darauf basierenden Verordnungen. Diese Regelungen konnten laut EuGH nicht länger verwendet werden, um die Netzentgelte festzulegen. Damit muss Deutschland sein System der Netzentgeltregulierung überarbeiten, um es an die EU-Vorgaben anzupassen [2].

Das Urteil bietet nun die ideale Gelegenheit, die Struktur der deutschen Netzentgeltregulierung im Hinblick auf die Herausforderungen der Energiewende auch grundsätzlich zu überdenken um die Anforderungen des EU-Rechts sowie der Energiewende zu erfüllen.

Das Eckpunktepapier „NEST“ der Bundesnetzagentur vom Januar 2024 beschäftigt sich mit den anstehenden Reformen, legt den Fokus jedoch vor allem auf die Thematik der Netzkosten. Die Fragen der Netzentgeltbildung werden hierin nicht betrachtet, sie bedürfen laut Bundesnetzagentur einer separaten Diskussion und stehen noch aus [3].

Auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sieht das deutsche Stromsystem inmitten einer umfassenden Modernisierung. In ihrem aktuellen Konsultationsentwurf zum Strommarktdesign der Zukunft vom Juli 2024 hat es verschiedene Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem zur Diskussion gestellt. Hierbei werden u.a. auch verschiedene Optimierungsmöglichkeiten im Bereich der Netzentgelte vorgeschlagen. Zum einen wird die Notwendigkeit gesehen, Flexibilität im Stromsystem zu erhöhen, z.B. durch zeitvariable Tarife und innovative Tarifmodelle. Des Weiteren sollen lokale Signale, wie regionale Steuerung und zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte, um Netzengpässe zu managen, berücksichtigt werden. Ebenfalls wird im Rahmen der europäischen Harmonisierung die Bedeutung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs und der europäischen Koordination für die Netzstabilität gesehen. Eine konkrete Umsetzung unterliegt jedoch der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur [5].

Im Kontext der Reformierung der Netzentgelte sollte auch die Rolle des Redispatch berücksichtigt werden. Redispatch-Maßnahmen sind unerlässlich, um Netzengpässe zu vermeiden und die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz zu ermöglichen [15].

Insgesamt zeigt sich, dass die regulatorischen Vorgaben in Deutschland zwar klare Strukturen für die Festlegung der Netzentgelte vorsehen, diese jedoch im Zuge der Energiewende und der europäischen Harmonisierung einer grundlegenden Reform bedürfen, um langfristig den Herausforderungen gerecht zu werden. Wie die Maßnahmen schlussendlich ausgestaltet werden und ob diese ausreichend für zukunftsfähige Netzentgelte sein werden, bleibt jedoch abzuwarten.

Herausforderungen und Vielfalt bei der Gestaltung von Netzentgelten in Europa

Um die Herausforderungen der Energiewende erfolgreich zu meistern, ist es notwendig, die Gestaltung von Netzentgelten in Europa genauer zu betrachten. Hierbei wird deutlich, dass die Vielfalt der Ansätze und die Komplexität der Anforderungen zentrale Faktoren sind, die es zu berücksichtigen gilt.

Netzentgelte müssen diverse Anforderungen erfüllen, darunter Kostenorientierung, Transparenz und Diskriminierungsfreiheit. Die zentrale Herausforderung besteht darin, ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den zahlreichen Prinzipien wie Kostendeckung, Effizienz, Diskriminierungsfreiheit, Verzerrungsvermeidung, Einfachheit, Stabilität, Vorhersehbarkeit und Nachhaltigkeit zu erreichen. Dies erfordert komplexe Abwägungen. Die Netzentgelte müssen nicht nur den aktuellen Anforderungen entsprechen, sondern gleichzeitig auch zukunftsfähig gestaltet sein. Zudem sind sie lediglich ein Instrument unter mehreren, um den Verbrauchern geeignete Preissignale zu vermitteln [16].

Die Tarifsysteme sollen langfristig die Gesamteffizienz des Systems durch Preissignale an die Netznutzer mit möglichst geringen allokativen Verzerrungen unterstützen. Da die Kosten für Übertragungs- und Verteilungsnetze für die Netznutzer erheblich sein können, kann die Gestaltung der Tarife zu-

sätzliche Anreize bieten, ihr Verhalten anzupassen. Die Wirksamkeit solcher Signale hängt von Faktoren wie der Art des Netznutzers und dem Anteil der Netzkosten an der Endrechnung ab.

Die verschiedenen Nationalen Regulierungsbehörden (NRB) verfolgen bei der Gestaltung der Tarifsysteme je nach nationalem Kontext unterschiedliche Ansätze. Bei den Kostenmodellen für die Festlegung von Netzentgelten wird beispielsweise als erlaubte Erlöse für das Übertragungs- und Verteilungsnetz überwiegend das Modell der durchschnittlichen Kosten, also als Verhältnis zwischen Erlösen und Mengen, auf die Kostentreiber umgelegt. Nur wenige Länder wie Frankreich und Norwegen setzen auf das Modell der inkrementellen Kosten. Dabei wird die Zunahme der Netzkosten auf Basis historischer Kosten abgeschätzt. Ungarn und Estland hingegen verwenden das Modell der vorausschauenden Kosten. Hier beziehen sich die Zunahmen der Netzkosten hauptsächlich auf Prognosedaten und/oder Simulationsmodelle.

Obwohl die ökonomische Theorie nahelegt, dass inkrementelle oder vorausschauende Kostenmodelle bessere Ansätze sind, um die wahren Kosten der Netznutzung zu signalisieren, wurde im Rahmen der Untersuchung der European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) festgestellt, dass die Kostenmodelle in der Praxis weniger häufig verwendet werden. Vermutet wird als Ursache ein Mangel an Wissen über die Vor- und Nachteile der Anwendung dieser alternativen Modelle, einschließlich eines Mangels an Informationen über die Effektivität und die Auswirkung dieser Signale. Bis Ende 2026 sollen nun alle NRB der EU die Vor- und Nachteile der Anwendung von inkrementellen oder zukunftsorientierten Kostenmodellen bewerten. Hierzu sind laut ACER vertiefende Untersuchungen dieser Modelle für die Mitgliedsländer sinnvoll [1]. Mit ihrem aktuellen Eckpunktepapier hat die Bundesnetzagentur zwischenzeitlich mit der Überprüfung des aktuellen deutschen Regulierungsrahmens begonnen [3].

Die Tarifgestaltung selbst unterscheidet sich in Europa ebenfalls stark in der Art und Weise, wie die Kosten auf die verschiedenen Nutzer umgelegt werden. Betrachtet man beispielsweise die Tarifgestaltung für die

Einspeisegebühren (Netzentgelte für die Einspeisung von Prosumern – injection charges), so ergibt eine Untersuchung der ACER, dass mehr als die Hälfte der untersuchten Länder eine Einspeisegebühr für mindestens eine Gruppe von Netznutzern erhebt. In den meisten Fällen werden dabei sowohl Übertragungs- als auch Verteilungstarife für die Einspeisung angewendet. Deutschland wendet als einziges Land ein „negatives“ Entgelt in Form von vermiedenen Netzentgelten an, da VNB vermeiden können, die Strommenge aus den vorgelagerten Netzen zu beziehen, die von dezentralen Erzeugern in ihr Netz eingespeist wird. In einem solchen Fall erhalten nicht intermittierende dezentrale Erzeuger die sog. „vermiedenen Netzentgelte“ als Gegenleistung für ihre systemdienlichen Auswirkungen (d. h. vermiedene Netzkosten auf den oberen Spannungsebenen). Die Netznutzer, die die „vermiedenen Netzentgelte“ erhalten, werden gemäß dem regulären Netzentgeltblatt (für die Entnahme) der jeweiligen vorgelagerten Spannungsebene bezahlt. In den meisten Fällen werden diese Einspeisegebühren in den europäischen Ländern bereits seit mehreren Jahren erhoben.

Studien, um die von den Erzeugern verursachten Kosten und die letztendlichen Auswirkungen der Einführung, Änderung oder Abschaffung von Einspeisegebühren zu bewerten, gibt es nur wenige, wären aber im Zuge einer anstehenden Reform sinnvoll. Aufgrund der zunehmenden Vernetzung und Integration des europäischen Elektrizitätsmarktes steigt laut ACER das Risiko, dass unterschiedlich hohe Einspeiseentgelte den Wettbewerb und Investitionsentscheidungen im Binnenmarkt verzerren könnten, wenn die Einspeiseentgelte nicht europaweit kostenorientiert festgelegt werden [1]. In Deutschland wurde in der Vergangenheit die Gefahr der Fehlsteuerung auf dem Erzeugungsmarkt als ein wesentliches Gegenargument für die Erhebung von Einspeiseentgelten gesehen [9].

Im Bereich der Netzentgelte für die zeitabhängige Nutzung werden in 75 % der europäischen Länder bereits zeitabhängige Tarife angewendet. Dynamische Tarife werden in Frankreich, Norwegen und Schweden erhoben. In Frankreich beispielsweise steht den Netznutzern als dynamischer Tarif auf der Mittelspannungsebene eine Option für „mobile“ Spitzenzeiten zur Verfügung. Die

Netznutzer in diesem Tarif wissen am Vor- tag, wann eine Spitzenzeit mit höchstem Preis eintritt. In Norwegen wird wöchentlich ein Netzentgeltelement auf der Grundlage für Grenzverluste in jedem Knotenpunkt festgelegt. Und in Schweden hat der Übertragungstarif eine zeitlich gestaffelte energiebezogene Komponente, die auf den tatsächlichen Marktpreisen pro Gebotszone basiert. In den Ländern Europas, in denen keine nutzungsabhängigen Signale verwendet werden, bestehen aktuell Zweifel an der Effizienz und Effektivität der Zeitsignale [1].

Deutschland hat Ende 2023 nun aber mit der Neuregelung des §14a des Energiewirtschaftsgesetzes die gesetzliche Grundlage zur Einführung zeitvariabler und dynamischer Tarife geschaffen [10]. Eine weitergehende zeitliche und örtliche Differenzierung durch dynamische Tarife könnte die Kostenreflexion der Tarife weiter erhöhen und Anreize für ein effizientes Netzverhalten schaffen. Eine solche Differenzierung ist jedoch recht komplex und erfordert ein ausreichendes Maß an Automatisierung [1]. Ein durchgeführter Smart-Meter-Rollout ist als technische Voraussetzung für eine sinnvolle Umsetzung solcher Modelle [10]. Eine vertiefende Untersuchung der Thematik zur Ausarbeitung einer Handlungsempfehlung wäre sinnvoll.

Die Vielfalt der Tarifierungsansätze allein in den gewählten Tarifbeispielen innerhalb Europas verdeutlicht die Komplexität bei der Festlegung von Netzentgelten, die sowohl den regionalen Gegebenheiten als auch den Anforderungen der Energiewende gerecht werden sollen.

EU-Strommarktreform 2024: Wegweiser zu einer nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Energiezukunft?

Im Zuge dieser Entwicklungen auf nationaler Ebene spielt auch die europäische Dimension eine entscheidende Rolle, da die EU verstärkt auf eine Harmonisierung und Reform der Strommarktregeln hinarbeitet.

Die Europäische Kommission hat Mitte des Jahres 2024 mit den Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 eine umfassende Reform des EU-Strommarktes vorgeschlagen, um den Übergang zu einer nach-

haltigen und wettbewerbsfähigen Energiezukunft zu beschleunigen. Diese Reform, die als Reaktion auf die Energiekrise infolge des russischen Einmarschs in der Ukraine initiiert wurde, zielt darauf ab, den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern, den Ausstieg aus fossilen Brennstoffen zu beschleunigen und sowohl Haushalte als auch Industrie vor Preisschwankungen und Marktmanipulationen zu schützen. Bevor die Reform in Kraft treten kann, muss sie jedoch vom Europäischen Parlament und vom Rat diskutiert und beschlossen werden. Anschließend erfolgt eine Umsetzung in nationales Recht durch die Mitgliedstaaten.

Im Bereich der Netzentgelte werden in den Verordnungen verschiedene Änderungen der Netzentgeltssystematik für Strom diskutiert, um den Übergang zu einer nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Energieinfrastruktur zu unterstützen. Eine der zentralen Maßnahmen ist die Harmonisierung der Netzentgelte in der gesamten EU, um einheitliche Standards und transparente Kostenstrukturen zu schaffen. Ziel ist es, einen fairen und effizienten Zugang zum Stromnetz zu gewährleisten, insbesondere für erneuerbare Energien und grenzüberschreitende Stromflüsse. Dies soll durch die Einführung gemeinsamer Berechnungsgrundlagen und Mechanismen zur Kostenverteilung erreicht werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt der Reform ist die Anpassung der Netzentgelte, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern. Hierbei wird über die Einführung von Anreizen für die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz sowie die Berücksichtigung von Umwelt- und Sozialkosten diskutiert. Dies soll Investitionen in saubere Energiequellen erleichtern und gleichzeitig die Nachhaltigkeit des Energiesystems stärken [6], [17].

Insgesamt stellt die geplante Reform einen wichtigen Schritt dar, um den europäischen Strommarkt zukunftsfähig zu gestalten und den Ausbau erneuerbarer Energien durch nachhaltige Investitionsanreize maßgeblich voranzutreiben.

Fazit und Ausblick

Der technologische Wandel und die Anforderungen der Energiewende stellen die bestehende Netzentgeltssystematik vor erhebliche

Herausforderungen. Die derzeitigen Strukturen sind nicht mehr ausreichend, um den Anforderungen eines zunehmend verteilten und erneuerbaren Energiesystems gerecht zu werden. Gleichzeitig bietet die Reform des EU-Strommarktes eine wichtige Gelegenheit, durch Harmonisierung und transparentere Kostenstrukturen einen fairen Zugang zum Netz zu gewährleisten und Investitionen in erneuerbare Energien zu fördern. Die vorgeschlagenen Reformen zielen darauf ab, die Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit des Systems zu stärken, doch bleibt die Umsetzung komplex und erfordert eine enge Abstimmung zwischen nationalen und europäischen Regelungen.

In Zukunft wird es entscheidend sein, die Reform der Netzentgelte entschlossen voranzutreiben, um eine gerechte Kostenverteilung sicherzustellen und die Netzstabilität angesichts des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien zu gewährleisten. Neben der Einführung zeitvariabler und dynamischer Tarife sollte auch eine verstärkte europäische Zusammenarbeit angestrebt werden, um Marktverzerrungen zu vermeiden und die Wettbewerbsfähigkeit des europäischen Energiemarktes zu sichern. Die Digitalisierung der Netze und der Ausbau intelligenter Technologien wie Smart Meter sind hierbei unverzichtbare Schritte. Eine erfolgreiche Umsetzung der Reformen wird nicht nur die Energiewende beschleunigen, sondern auch langfristig die Versorgungssicherheit und die Kostenwahrheit im europäischen Strommarkt gewährleisten.

Literatur

- [1] ACER, „Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe“. Zugegriffen: 18. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf
- [2] „URTEIL DES GERICHTSHOFS (Vierte Kammer) C-718/18“. Zugegriffen: 12. September 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?text=&docid=245521&pageIndex=0&doclang=DE&mode=req&dir=&occ=first&part=1>
- [3] Bundesnetzagentur, „Eckpunktepapier ENERGIE Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ Zugegriffen: 10. September 2024. [Online]. Verfügbar unter: [tur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/GBK/Eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/GBK/Eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- [4] Bundesnetzagentur, „BK8-24-0001-A_Festlegung.pdf“. Zugegriffen: 10. September 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2024/2024_4-Steller/BK8-24-0001/BK8-24-0001-A_Festlegung_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Strommarktdesign der Zukunft“, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- [6] EUROPÄISCHES PARLAMENT UND RAT, „VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES ZUR ÄNDERUNG DER VERORDNUNGEN (EU) 2019/942 UND (EU) 2019/943 IN BEZUG AUF DIE VERBESSERUNG DES ELEKTRIZITÄTSMARKTDESIGNS IN DER UNION“. Zugegriffen: 23. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CONSIL:PE_1_2024_REV_1
- [7] „Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz)“, Bundesgesetzblatt Teil I, Nr. 48, S. 2503, Juli 2017.
- [8] Bundesnetzagentur, „Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte“. Zugegriffen: 1. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/bgbl_VO-bundeseinheitlicherUebertragungsnetzentgelte.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [9] Bundesnetzagentur, „Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität“. Zugegriffen: 1. August 2024. [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
- [10] M. McCulloch und D. Graeber, „Netzorientierte Steuerung und ihre Rolle in der Energiewende: Eine Analyse des § 14a EnWG“, 2024.
- [11] Agora Energiewende, „Reaktion auf die Eckpunkte zur gerechteren Verteilung von Netzkosten für den Ausbau der Erneuerbaren“. Zugegriffen: 22. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2024/2024_4-Steller/BK8-24-0001/Stellungnahmen/Agora_Energiewende_Stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [12] „Bundesnetzagentur – Vermiedene Netzentgelte“. Zugegriffen: 29. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/67_vermNetzentG/BK8_vermNetzentg.html
- [13] „Bundesnetzagentur – Presse – Eckpunkte zur gerechteren Verteilung von Netzkosten für den Ausbau der Erneuerbaren“. Zugegriffen: 29. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20231201_EckpunkteNetzkosten.html
- [14] Verband kommunaler Unternehmen e.V., „Stellungnahme Eckpunktepapier zur Festlegung der Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Erneuerbaren Energien“. Zugegriffen: 22. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2024/2024_4-Steller/BK8-24-0001/Stellungnahmen/VKU_Stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [15] „Bundesnetzagentur – Redispatch“. Zugegriffen: 8. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzenpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html>
- [16] CEER Council of European Regulators, „Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice“. Zugegriffen: 6. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/CEER-DS-WG-Best-Practice-Tariffs-GGP-external-publication_final.pdf
- [17] Europäische Kommission, „Reform des EU-Strommarktes – für mehr erneuerbare Energien, mehr Verbraucherschutz und mehr Wettbewerbsfähigkeit“. Zugegriffen: 18. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/de/ip_23_1591/IP_23_1591_DE.pdf

*Prof. Dr. D. Graeber, M. McCulloch, Institut für Energietechnik und Energiewirtschaft, Technische Hochschule Ulm
manuela.mcculloch@thu.de*