

STELLUNGNAHME

Reaktion auf die Eckpunkte zur gerechteren Verteilung von Netzkosten für den Ausbau der Erneuerbaren

Stellungnahme zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur (BNetzA)

Inhalt

1	Vorwort	3
2	Einleitung	3
3	Effektivität und Effizienz des EKZ-Ansatzes	4
3.1	Angemessenheit des EKZ-Ansatzes bei Netzen unter 100.000 angeschlossenen Kunden	4
3.2	Auswirkung der Rückspeisung von Netzen Dritter	5
3.3	Behandlung von Redispatchkosten	5
3.4	Umverteilungsaspekte	6
3.5	Unbekannte Umlagenentwicklung	6
4	Langfristige Ziele	6
4.1	Wirksamkeit der Netzentgelte aus Perspektive der Betroffenen	7
4.2	Wirksamkeit des aktuellen Vorschlags mit Blick auf die langfristigen Ziele	8
4.3	Umlage versus Netzkosten nach Spannungsebene	9
5	Empfehlung	10
5.1	Interimslösung	10
5.2	Alternative	10

1 Vorwort

Mit ihrem am 1. Dezember 2023 veröffentlichten Eckpunktepapier hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Festlegungsrahmen zur Verteilung der Mehrkosten veröffentlicht, die in Stromnetzen mit besonders viel erneuerbarer Stromerzeugung entstehen. Mit Bezugnahme auf den vorliegenden Vorschlag gibt Agora Energiewende gemeinsam mit dem Regulatory Assistance Project (RAP) nachfolgende Stellungnahme ab:

2 Einleitung

Die gestiegenen Kosten des Stromnetzausbaus machen sich zunehmend in den Netzentgelten bemerkbar, die Bestandteil jeder Stromrechnung sind. Die im Monitoringbericht 2023 von der Bundesnetzagentur benannten durchschnittlichen Netzentgelte in Höhe von 9,35 Cent pro Kilowattstunde für den Haushaltsverbrauch verursachen damit rund 21 Prozent der Kosten an der Stromrechnung für diese Verbraucher:innen. Die tatsächlichen Netzentgelte variieren hingegen von knapp 5 bis zu 32 Cent pro Kilowattstunde, entsprechend den Kosten des lokalen Verteilnetzes. Bis auf die Konzessionsabgabe (0,61 bis 2,39 Cent pro Kilowattstunde) sind die übrigen Komponenten des Haushaltsstrompreises bundesweit einheitlich und unterscheiden sich lediglich durch die Beschaffungskosten (inkl. Margen) der Vertriebe. Stärkstes lokales Differenzierungsmerkmal der Stromnetz-kosten ist die Absatzdichte: Je weniger Strom je Leitungslänge verbraucht wird, desto teurer die spezifischen Netzkosten.

Die Verbraucher:innen decken mit den Netzentgelten in ihren Stromrechnungen die gesamten Netzkosten. Das kostendeckende Netzentgelt spiegelt dabei die lokale Netzkosten des jeweiligen Verteilnetzbetreibers wider, obwohl diese in zunehmendem Maße durch den Anschluss erneuerbarer Erzeugung bestimmt werden. Auswertungen zeigen, dass die Netzkosten in verdichteten, städtischen Netzregionen günstiger sind als in den ländlichen Netzen. Daraus entsteht ein Ansiedlungsanreiz für Industrie- und Gewerbekunden, der im Widerspruch zu den Systemkosten steht. Die Erzeugungsanlage in der Nähe eines urbanen Lastzentrums erfordert weniger Netzausbau als eine Anlage fernab von Verbraucher:innen.

Aufgrund der Korrelation der Netzkosten zur Abnahmedichte gibt es schon lange stark divergierende Netzkosten. Aufgrund des verstärkten Ausbaus der Erneuerbaren Energien, der vornehmlich auf dem Land stattfindet, kommt jetzt noch ein weiterer Kostentreiber hinzu. Damit sind ländliche Gebiete doppelt benachteiligt und die Netzkosten dort entsprechend hoch. Aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher in diesen Gebieten ist die Ungleichheit der Netzentgelte nicht hinnehmbar, zumal es sich häufig um die Gebiete handelt, die einen großen Beitrag zur Energiewende leisten. In der Folge gefährdet die aktuelle Situation die Akzeptanz für die Energiewende. Daher ist es richtig, die Verteilungsgerechtigkeit der Ausbaurkosten für die Integration der Erneuerbaren Energien nun anzugehen.

Die Situation der immer größeren Spreizung der Netzentgelte und der hieraus resultierenden Fehlanreize sind seit langem bekannt. Nichtsdestotrotz hat der politische Wille bisher nur für eine mehrjährige, stufenweise Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Übertragungsebene, mittels des Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) gereicht.

Erst die aktuellen Schwierigkeiten für industrielle Neuansiedlungen in Gebieten hoher Erneuerbaren-Energieerzeugung und ein zunehmendes Unverständnis in der Fachöffentlichkeit haben dem Netzkostenthema zur notwendigen Relevanz verholfen. Folgerichtig ist es deshalb, dass die Bundesnetzagentur mit der vollen Verantwortlichkeit für die Netzentgelte die regionale Allokation ganz oben auf die Agenda setzt und mit den zur Konsultation gestellten Eckpunkten die notwendige Debatte anstößt.

Die vorgelegten Eckpunkte schlagen eine Umverteilung anteiliger Netzkosten anhand einer so genannten Erneuerbaren-Energien-Kennzahl (EKZ) je Spannungsebene des jeweiligen Verteilnetzes vor. Dementsprechend widmen wir uns im ersten Teil der Stellungnahme diesem Ansatz und den direkt damit einhergehenden Fragen, den Aus- und Wechselwirkungen zu anderen Regulierungsvorschriften und Maßnahmen. Im zweiten Teil unserer Eingabe legen wir den Schwerpunkt auf das zukünftige System, den offenen Fragen und den offenen Entscheidungen, die für eine kosteneffiziente Zielerreichung unerlässlich sind. Bei einer Betrachtung beider Aspekte ergeben sich gemeinsame Stoßrichtungen, aber auch Widersprüche und Pfadabhängigkeiten, die für eine richtungsweisende Festlegung berücksichtigt werden sollten.

3 Effektivität und Effizienz des EKZ-Ansatzes

Wie von der BNetzA im Eckpunktepapier argumentiert, ist der Vorschlag grundsätzlich geeignet, die größten Netzentgeltspitzen zu kappen und die Kosten mit minimiertem Aufwand umzuverteilen. Dies wird zum einen durch die ausschließlich verwendeten, öffentlich zugänglichen Informationen und die Nachvollziehbarkeit der Berechnungen gewährleistet. Zum anderen ist der Prozess der Kostenallokation über die §19 StromNEV-Umlage bekannt und etabliert.

Nichtsdestotrotz wären vor einer EKZ-Umlage-Festlegung wichtige Fragen zu klären, die aus unserer Sicht weitere Analysen und flächendeckende Auswertungen notwendig machen.

3.1 Angemessenheit des EKZ-Ansatzes bei Netzen unter 100.000 angeschlossenen Kunden

Primär müsste die Angemessenheit des EKZ-Ansatzes belegt werden. Im Eckpunktepapier erfolgt die Herleitung auf Basis von „großen“ Verteilnetzen, die im direkten Verantwortungsbereich der BNetzA liegen. Es gilt zu eruieren, ob diese Ergebnisse auch für kleine beziehungsweise alle Verteilnetze entsprechend zutreffen. Denn eine solche Herangehensweise sollte auf festen Grundsätzen basieren, die – ohne Ausnahmeregelungen – für alle Netze Anwendung findet. Dem kommt besondere Bedeutung zu, da die Mehrzahl der Verteilnetze sehr klein ist. Doch genau diese Netze, die häufig in die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden fallen, wurden

nicht betrachtet. Das ist insofern unter Umständen problematisch, als sich gerade in kleinen Netzen das hier relevante Verhältnis der Bezugshöchstlast zur Installierten Leistung der Erneuerbaren Energien durch wenige große Anlagen stark verändern kann.

Entsprechend gilt es zu prüfen, ob es Netze mit dominierender Wasserkraft, Biogas- oder Geothermie-Erzeugung (Absatz 17) gibt beziehungsweise ob auch hier eine ebensolche EKZ-Rechnung zu nachvollziehbaren und verhältnismäßigen Netzentgelten führen würde. Gleiches gilt für Netze mit signifikanter steuerbarer Erzeugung, maßgeblich KWK-Anlagen, über die sich die berechnungs-relevante Jahreshöchstlast reduzieren lässt. Diese Möglichkeit hat auch heute schon einen Einfluss auf die gewälzten Kosten der vorgelagerten Netze, bekäme durch die neue Regelung jedoch einen zusätzlichen Schub. Entsprechend sollte sichergestellt sein, dass eine integrierte Fahrweise von Erzeugungsanlagen die lokal zu tragenden Kosten in dem Maße reduziert, in dem auch Systemkosten eingespart werden.

3.2 Auswirkung der Rückspeisung von Netzen Dritter

Da der Vorschlag von der grundsätzlichen Angemessenheit anhand von zeitungleichen Jahreshöchstlasten ausgeht, kann die Nichtbetrachtung von Erzeugungsleistungen aus Erneuerbaren Anlagen in nachgelagerten Netzen anderer Eigentümer nicht mit dem Argument der Komplexität ausgeschlossen werden (Absatz 14). Es gibt Konstellationen mit einem beziehungsweise zwei vertikalen Verteilnetzbetreibern, die genauso historisch gewachsen sind, wie die spannungsebenübergreifenden Versorgungsmonopole. Die durch die Erneuerbaren Erzeugungsanlagen bedingten Ausbaukosten werden beispielsweise in der Hochspannung von den Rückspeisungen der Mittelspannung verursacht. Dieser Grundsatz macht vor Eigentumsgrenzen nicht halt. Wenn ein EKZ-System eingeführt wird, müsste es daher für alle Netze gelten, unabhängig vom (zufälligen) Eigentum.

3.3 Behandlung von Redispatchkosten

Mit den vorgelegten Eckpunkten sollen die Kosten der Verteilnetze, die durch die Integration der Erneuerbaren Energien entstehen, gleichmäßiger verteilt werden (Absatz 2). Nicht eindeutig ist, ob dies auch die Redispatchkosten umfassen soll. (Absatz 1). Diese Redispatchkosten werden zu etwas weniger als 50 Prozent (30 von 63 Mio. Euro in Q2 2023¹) im Übertragungsnetz verursacht. Auf die verbleibenden Redispatchkosten, die von den Verteilnetzbetreibern verursacht werden, hat der jeweilige Betreiber nur mittelfristig und anteilig Einfluss. Heute wirkt der Ansatz sich jedoch hauptsächlich als lokaler Preistreiber aus. Eine Wälzung in die Netzentgelte der lokalen Verbraucher:innen stellt hingegen keinen angemessenen Anreiz dar, denn als Nachfragereaktionen käme nur eine Abwanderung in Frage, die die Situation für die verbleibenden Verbraucher:innen weiter verschärfen würde. Eine Sozialisierung dieser lokalen Netz-Bewirtschaftungskosten sollte, analog zum Übertragungsnetz, auch für das Verteilnetz in Betracht gezogen werden. Für die Einordnung der Harmonisierung wäre die praktische Auswirkung auf die Verteilnetze erforderlich. Möglicherweise kann dies eine einfache, aber sehr wirkungsvolle Maßnahme sein, da diese Kosten wohl primär nur einige wenige, sowieso schon teure Verteilnetze belasten.

¹ Bundesnetzagentur, Quartalsbericht: Netzengpassmanagement Zweites Quartal 2023

3.4 Umverteilungsaspekte

Als weiterer Aspekt muss die Umverteilung von Netzkosten betrachtet werden. Die Kostenwälzung über Spannungsebenen innerhalb der genehmigten Erlösbergrenzen führt zu ansteigenden Netzentgelten mit abnehmender Spannungsebene. Für Verbraucher ergibt sich heute daraus ein Anreiz für die Entnahme aus höherer Spannungsebene (und gleichmäßiger Abnahmestruktur). Die Kostenallokation einer Umlage differenziert nicht nach Spannungsebene oder Abnahmestruktur. Sie gewährt jedoch erhebliche Nachlässe für Großverbraucher und stromintensive Unternehmen. Die durch den Vorschlag entstehenden Ent- beziehungsweise Zusatzbelastungen sind damit von der lokalen Netzkosten- und Anschlusssituation und den Sonderregelungen der Umlage bestimmt. Folglich werden Vielverbraucher entlastet, sofern sie von der Umlage befreit sind, selbst, wenn sie selbst auch bei den Netzentgelten von der Entlastung der Kosten dort profitieren.

Leider gibt die Darstellung keinen Einblick in die Kosteneffekte der einzelnen Spannungsebenen. Entlastungszahlen liegen nur für die Niederspannung vor, obwohl die größten Rückspeisungsmengen nicht in den Niederspannungsnetzen, sondern in der Mittelspannung und Hochspannung erfolgen. Dementsprechend entstehen die hohen Nachlässe der Niederspannung vermutlich auch durch die verringerte Kostenwälzung aus den vorgelagerten Netzen und nicht durch die EKZ in der Niederspannung selbst. Hier wäre mehr Transparenz und Aufklärung geboten, um die Wirkweisen einem breiten Fachpublikum nahebringen zu können und diese entsprechend bewerten zu können.

3.5 Unbekannte Umlagenentwicklung

Nicht zuletzt sollte vor einer Festlegung eine Abschätzung erfolgen darüber, wie sich die Umlage mit den diskutierten Parametern langfristig entwickeln würde. Welche Netzkostenanteile der Einspeisenetze wären damit in fünf, zehn und 20 Jahren voraussichtlich über die Umlage zu wälzen? Wie entwickelt sich die Umlage, wenn die Parameter verändert werden, wenn beispielsweise schon eine EKZ von 1,8 zur Abwälzung berechtigt? Wie entwickeln sich die daraus ergebenden Netzkostenumverteilungen für die einzelnen differenzierten Kundengruppen - nicht nur für die in den Eckpunkten betrachteten Haushaltskund:innen? Erst, wenn diese Fragen beantwortet sind, kann eine Kosten-Nutzen-Bewertung erfolgen, die über die Einführung entscheiden sollte. Für die Bewertung des Nutzens ist jedoch eine Definition der kurz- und langfristigen Ziele nötig, die mit der Umverteilung erreicht werden sollen. Diese liegen aus unserer Sicht bisher nicht vollständig vor.

4 Langfristige Ziele

Einigkeit bezüglich der langfristigen Ziele besteht wohl maßgeblich bei der kostenoptimierten Dekarbonisierung für ein versorgungssicheres und verbraucherfreundliches Energiesystems, die in Paragraf 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannt werden. Wie ein solches System aber auszugestalten und gegenüber den kostentragenden Verbraucher:innen, den wettbewerblichen Marktteilnehmern und regulierten Netzbetreibern zu adressieren ist, ist weniger eindeutig.

Es hilft ein Blick auf die relevanten Vorschriften, die sich für die Stromnetze aus der EU-Verordnung 2019/943 Art. 18 ergeben. Dort heißt es, dass die Netztarife transparent, nicht-diskriminierend und kostenorientiert zu bilden sind. In Satz 3 werden dabei auch standortbezogene Preissignale erwähnt, die erforderlichenfalls den Umfang der verursachten Netzverluste, Engpässe und Netzinvestitionen Rechnung tragen sollen. Die grundsätzliche Richtung der vorgeschlagenen Eckpunkte entspricht diesen Vorgaben, da die falschen lokalen Preissignale abgeschwächt werden. Dies ist jedoch nur ein Baustein auf dem Weg zu Preissignalen, die den Netzengpassinvestitionen Rechnung tragen. Hinzu kommt, dass die Sozialisierung inhaltlich das Gegenteil von standortbezogenen Preissignalen darstellt. Kostenorientierte, standortbezogene Netzpreise müssten für den Verbrauch in den einspeise-dominierten Verteilnetzen vielmehr (zeitweise) negativ sein, da durch diesen Netzausbaukosten für die Rückspeisung in die höheren Spannungsebenen verringert werden können. Solche bidirektionale höchstlastbezogene Kostenwälzungen würden das heutige pauschalisierte Top-Down-Prinzip in Frage stellen. Hinzu kommen Fragen, ob und wenn wie und in welchem Maße Erneuerbare Einspeisungen an den von ihnen verursachten Netzinvestitionen beteiligt werden sollten. Die internationale Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierer (ACER) hat beispielsweise bekundet, dass das System der kaskadierenden Kostenwälzung zu überdenken ist, wenn die physischen Flüsse sich davon entfernen.² Konkrete Vorschläge oder Ideen für Alternativen liegen aber auch hier bislang nicht vor. Konkrete Änderungsansätze für das deutsche Netzsystem zeichnen sich damit noch nicht ab. Es ist auch kaum vorstellbar, dass ein dafür notwendiges, minimales gemeinsames Verständnis ohne einen eigenen, umfangreichen Konsultationsprozess zu erreichen ist. Die letzten Äußerungen der BNetzA gingen in die Richtung, dass eine solche Diskussion geführt werden soll.

Um zu überprüfen, inwieweit die vorgeschlagenen Änderungen mit einer umfassenderen Reform im Einklang stehen, ist es wichtig kurz einzuordnen, wie die Netzentgelte wirken, und zu hinterfragen, ob sie damit zum Erreichen der langfristigen Ziele beitragen:

4.1 Wirksamkeit der Netzentgelte aus Perspektive der Betroffenen

Vor dem Hintergrund einer anstehenden, größeren Reform, sollte die hier angestrebte gerechtere Verteilung der Ausbaukosten durch Erneuerbare Energien explizit als eine Übergangslösung definiert werden. Entsprechend sollte eine zeitliche Befristung erwogen werden, wenn ausschließlich die schnelle Wirksamkeit im Fokus steht. Dabei sollte die Möglichkeit mitgedacht werden, dass die Regelungen flexibel sind für eine Weiterentwicklung und sichergestellt sein, dass keine *Lock-in*-Effekte entstehen.

4.1.1 Verbraucher:innen

Verbraucher:innen zahlen für Bezug, auch wenn Kosten teilweise durch Einspeisung verursacht werden. Steigen die lokalen Netzkosten durch zusätzliche Erzeugung, so wäre sogar ein negatives Netzentgelt für zusätzlichen Verbrauch zu rechtfertigen, da es den Netzausbau mindern kann. Eine weitere Ausgestaltungsmöglichkeit, um Netzausbaukosten zu reduzieren, sind zeitvariable bzw. dynamische Netzentgelte, die kurzfristig die Netzbelastung widerspiegeln.

² ACER Report on Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf

4.1.2 Erzeugung

Erzeugung wird in Deutschland nicht an den Netzkosten beteiligt. Das Gegenteil ist der Fall, sie wird sogar teilweise durch die vermiedenen Netzentgelte für steuerbare dezentrale Einspeisung begünstigt. Netzausbaukosten werden der Erzeugung nur für den direkten Netzanschluss angelastet. Verminderte Einspeisung durch Netzengpässe wird hingegen sogar kompensiert. Der Verursacher ist also gänzlich von den laufenden, örtlichen Kosten freigestellt. Sollten standortbezogene Preissignale für Erzeuger berücksichtigt werden, ist dies durch Netzbepreisungen und/oder durch Einspeisevergütung oder zurückzufahrende Kompensationsregelungen bei Abregelung möglich.

4.1.3 Netze

Lokale Netzentgelte des jeweiligen Verteilnetzes werden bislang als Wettbewerbskriterium für Preisgünstigkeit der Betreiber gewertet, obwohl diese nur eingeschränkt Einfluss auf die Höhe der Netzkosten haben. Wie bereits erläutert, nimmt beispielsweise die gegebene und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare Abnahmedichte Einfluss auf die Netzentgelthöhe. Dies führt zu absurden Situationen, in denen verdichtete Netze aus teuren regionalen Netzen herausgelöst werden, um bei den zuerst genannten, günstigere Netzentgelte anbieten zu können und sich damit einen Wettbewerbsvorteil zu verschaffen.

4.2 Wirksamkeit des aktuellen Vorschlags mit Blick auf die langfristigen Ziele

4.2.1 Anreize aus der Kostenwälzung

Im heutigen System der Kostenwälzung können Netzbetreiber durch die Verringerung der Bezugslasten aus dem vorgelagerten Netz die eigenen Netzentgelte reduzieren. Nichtsdestotrotz werden die vorgelagerten Netzkosten als unbeeinflussbare Kosten behandelt. Die vorgeschlagene Kostenüberführung von den EOG in die Umlage erzeugt den gleichen Anreiz für Verteilnetzbetreiber beispielsweise über lokale steuerbare Einspeisung den Teil der auszulagernden Kosten zu erhöhen. Entsprechend sollten auch beide Anreize zusammen nur den volkswirtschaftlichen Nutzen im lokalen Netz reflektieren.

4.2.2 Integrierte Preissignale

Sofern es bei der ausschließlichen Netzkostentragung durch die Verbraucher – und nicht durch die Einspeiser – bleibt³, werden neben den zeitvariablen Netzentgelten (bei denen die Wechselwirkung mit den dynamischen Börsenstrompreisen zu berücksichtigen ist), auch die standortbezogenen Netztarife zu besprechen sein. Deren Wirkung wäre mit (möglichen) örtlichen Strompreissignalen zusammen zu bringen. Um die Netzentgelte im Rahmen dieser Abhängigkeit vom Marktpreis passgenau ausgestalten zu können, ist eine bundesweite Angleichung des Netzentgelt-niveaus hilfreich.⁴

³ Das wäre zu hinterfragen, da in manchen Netzen der Ausbaubedarf sich ganz wesentlich auf die Erzeugung beschränkt.

⁴ Beitrag im Tagesspiegel Background: Plädoyer für Konsistenz bei Gebotszonen und Netzentgelten (2023)

4.2.3 Kostenorientierte örtliche Netzentgelte

Die aktuellen Fehlanreize für die Ansiedlung neuer Verbrauchsanlagen wie Ladestationen, Speichern oder Elektrolyseuren (auch wenn die beiden letzteren heute von Netzentgelten befreit sind) bleiben mit dem Vorschlag, wenn auch mit verringerter Wirkung, bestehen. Das zukünftige System wird jedoch effektive örtliche Preissignale brauchen, damit sich Verbraucher dort ansiedeln, wo sie einen Beitrag dazu leisten, Überschussstrom abzunehmen und damit Netzengpässe zu verhindern.

Eine kurzfristige politische Lösung rechtfertigt somit auch, die gesamten Netzentgeltunterschiede auszugleichen. Dies ginge nicht mit dem Anreizverlust für den effizienten Netzbetreiber einher, da dieser durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geregelt wird. Ein vollständiger Ausgleich schneidet in der Kosten-Nutzen Bewertung besser ab, da die Wirkung erhöht würde und der Aufwand sogar sinkt, wenn keine EKZ-Betrachtung und Teilmengenberechnung erfolgen muss. Gleichzeitig würde der netzbetreiberspezifische Aufwand entfallen, die Erlösobergrenze (EOG) in eigene Netzentgelte zu überführen.

4.3 Umlage versus Netzkosten nach Spannungsebene

4.3.1 Umlage

Zu diskutieren ist an dem BNetzA-Vorschlag, wie weit die Deckung von Netzkosten über die Umlage eine erste Pfadentscheidung darstellt: Der Regulierungsrahmen fordert aus gutem Grund, dass Netzentgelte kostenorientiert gebildet werden sollen. Eine Umlage ist jedoch kein Netzentgelt. Hier geht es um eine Kostendeckung mittels eines politisch motivierten Sozialisierungsansatzes. Das Nutzungsverhalten wirkt sich nicht auf die Höhe der zu deckenden Gesamtkosten aus. Individuelle Optimierungen gegenüber einer Umlagelösung führen dementsprechend nur zu einer Mehrbelastung anderer Verbraucher:innen.

Der erste kleine Schritt, hin zu kostenorientierten Netzentgelten, die einen Anreiz für Verbraucher:innen beinhalten und den persönlichen mit dem Systemgewinn zusammen zu bringen, sind die zeitvariablen Entgelte. Verbraucher:innen sollen in Zukunft flexibler auf Preissignale reagieren (Flexibilitätsanreize zu netzschonendem Verhalten gem. Preismodul 3 in der Festlegung nach § 14a EnWG und Flexibilitätsanreize durch das Marktpreissignal). Dafür ist die Preisdifferenz ausschlaggebend. Eine zeitliche (oder örtliche) Differenzierung der Umlage entsprechend der lokalen Netznotwendigkeit ist hingegen kaum vorstellbar. Daher gilt, was heute bereits für viele Umlagen gilt: Sie machen einen fixen Anteil des Strompreises aus, sofern der Verbraucher keinem Befreiungstatbestand unterliegt. Somit erhöht die Umlage den Teil des Stromverbrauches, der sich durch gewünschtes flexibles Verhalten nicht beeinflussen lässt.

4.3.2 Wälzung innerhalb der Spannungsebenen

Als Alternative ist denkbar, dass die mit Hilfe der EKZ festgestellten Mehrkosten bundesweit über die jeweilige Spannungsebene umgelegt werden, statt über eine Umlage. Eine Angleichung der Netzkosten hört sich erstmal nach geringeren lokalen Preisanreizen an. Das Gegenteil ist jedoch der Fall. Teure Netze, deren Kosten auf dem Ausbau Erneuerbarer Energien beruhen, werden auch mit hohen Preisdifferenzen und entsprechender Flexibilität den Netzausbau nicht signifikant verringern können. Der Ausbaubedarf in den günstigeren, urbanen Netzen wird jedoch durch die Nachfrage getrieben. Starke Preisanreize für Verbraucher:innen führen hier zu

einer effektiveren Investitionsminimierung. Solange keine kostenorientierten lokalen Netzpreissignale im Raum stehen, ist eine Gleichverteilung der Netzkosten jedoch der effizientere Systemansatz, da die Lieferanten ihre Angebote nicht an stark differierende Netzentgeltniveaus anpassen müssen und die Ausgestaltung zeitvariabler bzw. zukünftiger dynamischer Netzentgelte einheitlicher vorgegeben werden kann.⁵

Fest steht, dass durch das Auskoppeln von Kosten in eine Umlage Optimierungsanreize durch Verhalten gemindert werden. Zudem wird der Wettbewerbsdruck bestimmter Verbrauchergruppen um die Privilegierung bei den Umlage-Begünstigungsregeln steigen, insbesondere bei perspektivisch steigender Umlage.

Eine spätere Rückführung der Netzkosten in lokale oder einheitliche Netzentgelte, die einmal über eine Umlage sozialisiert wurden, ist wenig wahrscheinlich. Daher ist anzuraten, sollte die Umlage nur für eine Übergangszeit gedacht sein, den spätesten Zeitpunkt der Rückführung schon von vorneherein festzuschreiben. Letztendlich auch, um den Druck auf eine grundsätzliche Ausgestaltung hochzuhalten.

5 Empfehlung

5.1 Interimslösung

Eine Festlegung, die schon für das Jahr 2025 vorzeigbare Verbesserungen liefert, kann mit der vorgeschlagenen Umlage-Lösung erreicht werden. Gleichfalls löst diese nicht die oben genannten problematischen, falschen Anreize auf. Diese würden zwar teilweise gemindert, der Vorschlag führt jedoch möglicherweise dazu, dass **Pfadabhängigkeiten entstehen**, die den Langfristzielen entgegenstehen. Entsprechend empfehlen wir, eine Kostensolidarisierung über die Umlage nur mit zeitlicher Befristung festzulegen und gleichzeitig den Diskussionsprozess bezüglich **der Erreichung der langfristigen Ziele** zu starten. Doch selbst wenn die Umlage-Lösung als Interimslösung umgesetzt wird, sollte die Prognoseberechnung der Auswirkung auf die Netzentgelte und die Umlage erweitert werden.

5.2 Alternative

Der geringere **Umsetzungsaufwand** der Teilsozialisierungs-Lösung der Umlage ist nur relativ, da dieser mit undefinierten Zielparametern verknüpft ist. Andere, konsequentere Ansätze wie beispielsweise ein voller Ausgleich nach Spannungsebenen wären im Verhältnis zum erzielbaren Gesamtnutzen weniger aufwändig. Auf den ersten Blick mag der Spannungsebenen-Ansatz einen größeren Aufwand verursachen, es eröffnen sich jedoch vielfältigere Weiterentwicklungen, die die Kostenwälzung nicht aushebeln und damit auch eine umfänglichere zeitliche und örtliche Kostenorientierung ermöglichen.⁶

⁵ Agora Energiewende Analyse, Netzentgelte in Deutschland (2014)

⁶ Agora Energiewende Impuls, Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen

Bezüglich des Aufwandes und der praktischen Erfahrungen kann man hier die **Übertragungsnetze** heranziehen. Im Rahmen der Netzentgeltangleichung der Übertragungsnetze nach NEMoG gab es hier zunächst einen Teilausgleich (schrittweise Angleichung) und zudem operative Strukturen, auf die man im Rahmen der Umsetzung zurückgreifen könnte. Die Empfehlung lautet daher, auch für einen kurzfristigen Teilkostenausgleich die horizontale Kostenwälzung der Übertragungsnetz-betreiber nach Spannungsebene in die Betrachtungen einzubeziehen. Die Vorteile eines bundesweiten (Teil-) Ausgleichs direkt innerhalb der Spannungsebene scheinen gegenüber der vorgeschlagenen Umlage zu überwiegen. Ein Vergleich des Aufwandes im Verhältnis zum Nutzen könnte zu neuen Erkenntnissen führen.

Impressum

Agora Energiewende

Smart Energy for Europe Platform (SEFEP) gGmbH

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2

10178 Berlin | Deutschland

T +49 (0) 30 7001435-000

F +49 (0) 30 7001435-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

Regulatory Assistance Projekt (RAP)

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2

10178 Berlin | Deutschland

www.raonline.org

info@raonline.org

Ansprechpartner

Philipp Godron (Agora Energiewende)

Mareike Herrndorff (Agora Energiewende)

Andreas Jahn (RAP)

Datum: 31.01.2024