KOMPETENZ CLUSTER
ZU AKTUELLEN FRAGEN IN DER TRANSFORMATION
Ein Projekt der Forschungsförderung

IMK
Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung

Das IMK ist ein Institut der Hans-Böckler-Stiftung

STUDY

Nr. 98 • Januar 2025 • Hans-Böckler-Stiftung

FINANZIERUNGSOPTIONEN FÜR DEN STROMNETZAUSBAU UND IHRE AUSWIRKUNGEN AUF DIE NETZENTGELTE

Patrick Kaczmarczyk[1], Tom Krebs[2]

KURZBESCHREIBUNG

In der vorliegenden Studie untersuchen wir die Auswirkungen des Stromnetzausbaus von 651 Milliarden Euro bis 2045 auf die künftigen Netzentgelte. Die Analyse zeigt, dass das Finanzierungskonzept eine entscheidende Rolle spielt. Die Finanzierungsoption „öffentliches Eigenkapital“ (ÖÖP), in der der Netzausbau durch eine Ausweitung der Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber mit öffentlichem Kapital und eine zusätzliche Aufnahme von Fremdkapital finanziert wird, ist bei weitem die kostengünstigste Version. Der entsprechende (dauerhafte) Anstieg der durchschnittlichen Netzentgelte beträgt durchschnittlich nur 1,7 ct/kWh. Die Finanzierungsoption „privates Eigenkapital“ (ÖPP), in der das benötigte Kapital von privaten Investoren bereitgestellt wird, ist hingegen mit einem Anstieg von 3 ct/kWh wesentlich teurer, weil aufgrund der hohen Renditeforderungen privater Finanzinvestoren der Eigenkapitalzinssatz höher liegt. Nach dem vollständigen Netzausbau auf 1.100 TWh bezahlen Wirtschaft und Gesellschaft damit jedes Jahr bis zu 14 Milliarden Euro zusätzlich für die Nutzung der Stromnetze, damit internationale Finanzinvestoren wie BlackRock hohe Renditen einfahren können. Sollte der Netzausbau ohne zusätzliches Eigen- und Fremdkapital finanziert werden – was der dritten untersuchten Finanzierungsoption entspricht –, müssten die Netzentgelte kurzfristig um 7,5 ct/kWh ansteigen, was die Energiewende zum Scheitern bringen würde.

[1] Universität Mannheim, Abteilung Volkswirtschaftslehre: patrick.kaczmarczyk@uni-mannheim.de
[2] Universität Mannheim, Abteilung Volkswirtschaftslehre: tkrebs@uni-mannheim.de

Inhalt

Zusammenfassung **1**

1. Einleitung **2**

2. Institutioneller Rahmen **4**

2.1 Ermittlung der Netzentgelte *4*

2.2 Entwicklung der Netzentgelte *7*

2.3 Netzbetreiberstrukturen *11*

3. Netzausbau und Netzentgelte **12**

3.1 Investitionsbedarfe *12*

3.2 Finanzierungsoptionen *14*

3.3 Auswirkungen auf Netzentgelte *17*

3.4 Sensitivitätsanalyse *21*

3.5 Studienlage *23*

4. Fazit **25**

Literatur **26**

Autoren **29**

Zusammenfassung

In der vorliegenden Studie untersuchen wir die Auswirkungen eines Stromnetzausbaus, der insgesamt ein Investitionsvolumen von 651 Milliarden Euro bis 2045 hat, auf die künftigen Netzentgelte. Die Analyse zeigt, dass das Finanzierungskonzept eine entscheidende Rolle spielt. Konkret betrachten wir drei Finanzierungsoptionen.

Im ersten Finanzierungsszenario erfolgt eine Ausweitung der Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber mit öffentlichem Kapital (ÖÖP) und eine zusätzliche Aufnahme von Fremdkapital, um die notwendigen Neuinvestitionen zu finanzieren. Im zweiten Szenario wird ebenfalls die Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber ausgeweitet und zusätzliches Fremdkapital aufgenommen, aber das Eigenkapital wird von privaten Finanzinvestoren bereitgestellt (ÖPP). Diese beiden Finanzierungsoptionen unterscheiden sich in Bezug auf den verwendeten Eigenkapitalzins, der aufgrund der hohen Renditeforderungen privater Finanzinvestoren im ÖPP-Szenario (privates Eigenkapital) wesentlich höher liegt als im ÖÖP-Szenario (öffentliches Eigenkapital). In der dritten Version wird kein zusätzliches Eigenkapital und kein zusätzliches Fremdkapital aufgenommen, sodass die notwendigen Neuinvestitionen aus eigenen Mitteln der Netzbetreiber finanziert werden müssen (Selbstfinanzierung).

Unsere Analyse zeigt, dass die Finanzierungsoption „öffentliches Eigenkapital“ (ÖÖP) bei weitem die kostengünstigste Version ist. Der entsprechende (dauerhafte) Anstieg der durchschnittlichen Netzentgelte beträgt durchschnittlich nur 1,7 ct/kWh, um die Ausbauinvestitionen von insgesamt 651 Milliarden bis 2045 zu finanzieren. Die Finanzierungsoption „privates Eigenkapital“ (ÖPP) ist hingegen mit einem Anstieg von 3 ct/kWh wesentlich teurer, weil aufgrund der hohen Renditeforderungen privater Finanzinvestoren der Eigenkapitalzinssatz höher liegt. In dem ÖPP-Szenario ist der Anstieg der Netzentgelte also fast doppelt so hoch wie im ÖÖP-Szenario. Anders gesagt: In dem ÖPP-Szenario bezahlen Wirtschaft und Gesellschaft jedes Jahr bis zu 14 Milliarden Euro zusätzlich für die Nutzung der Stromnetze, damit internationale Finanzinvestoren wie BlackRock hohe Renditen einfahren können.

Die Studie zeigt zudem, dass die Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber massiv ausgeweitet werden muss – Selbstfinanzierung der notwendigen Ausbauinvestitionen ist keine ökonomisch sinnvolle Option. Konkret steigen die durchschnittlichen Netzentgelte kurzfristig um 7,5 ct/kWh, wenn die Netzbetreiber kein zusätzliches Eigenkapital erhalten. Ein Anstieg der Netzentgelte in dieser Größenordnung würde der Wirtschaft und Gesellschaft erheblichen Schaden zufügen, und den Erfolg der Energiewende gefährden.

1. Einleitung

Die Energiewende ist eine große Herausforderung für Wirtschaft und Gesellschaft. Dabei spielen die Strompreise eine zentrale Rolle, weil sie die Anreize zur Elektrifizierung und die soziale Akzeptanz der Transformation stark beeinflussen. Die Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität wird nur gelingen, wenn die Strompreise für Endkunden – Haushalte, Gewerbe und Industrie – günstig und stabil sind. Anders gesagt: Die Energiewende ist zum Scheitern verurteilt, wenn private Haushalte und Unternehmen nur die Wahl zwischen teurem, klimaneutralem Strom und teurerer fossiler Energie haben. Die Energiekrise und der jüngste Umschwung in der öffentlichen Debatte unterstreichen, dass hohe Energiekosten nicht nur der Wirtschaft schaden, sondern auch politischen Sprengstoff bergen.[1]

Ein hinreichendes Angebot an günstigem Strom stellt das derzeitige Energiesystem vor gewaltige Herausforderungen, weil dafür die Kapazität der Stromnetze massiv ausgebaut werden muss und dies mit hohen Investitionsbedarfen verbunden ist. In einer aktuellen Studie schätzen wir den Bedarf auf Ebene der Verteil- und Übertragungsnetze auf insgesamt 651 Milliarden Euro bis 2045 (Bauermann, Kaczmarczyk und Krebs, 2024). Netzentgelte und damit die Strompreise für Endkunden werden steigen, wenn die zusätzlichen Investitionskosten größtenteils auf die Stromkunden umgelegt werden. Die Kosten des bevorstehenden Netzausbaus und der damit verbundene Anstieg der Bruttostrompreise haben bereits für erhebliche Verunsicherung in der Wirtschaft gesorgt, und verschiedene Seiten haben eine Deckelung der Strompreise oder Netzentgelte gefordert.[2]

In der vorliegenden Studie untersuchen wir die Auswirkungen des Stromnetzausbaus mit einem Investitionsvolumen von 651 Milliarden Euro auf die künftigen Netzentgelte (ohne auf Faktoren wie Steuern, Umlagen, Zuschüsse etc. einzugehen). Die Analyse zeigt, dass das Finanzierungskonzept eine entscheidende Rolle für die Höhe des Anstiegs der Netzentgelte spielt. Konkret betrachten wir drei Finanzierungsoptionen.

Im ersten Finanzierungsszenario erfolgt eine Ausweitung der Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber mit öffentlichem Kapital (ÖÖP) und eine zusätzliche Aufnahme von Fremdkapital, um die notwendigen Neuinvestitionen zu finanzieren. Im zweiten Szenario wird ebenfalls die Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber ausgeweitet und zusätzliches Fremdkapital aufgenommen, aber das Eigenkapital wird von privaten Finanzinvestoren bereitgestellt (ÖPP), wie es beispielsweise in BDEW, Deloitte und VKU

[1] Siehe Krebs (2024) und Krebs und Weber (2024) für eine ausführliche Analyse der wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Folgen der Energiekrise und des damit verbundenen Energiepreisschocks.

[2] Siehe beispielsweise BVMW et al. (2024), BMWK (2023) und DGB (2023).

(2023) sowie Feld und Braun (2024) vorgeschlagen wird. Diese beiden Finanzierungsoptionen unterscheiden sich in Bezug auf den verwendeten Eigenkapitalzins, der aufgrund der hohen Renditeforderungen privater Finanzinvestoren im ÖPP-Szenario (privates Eigenkapital) wesentlich höher liegt als im ÖÖP-Szenario (öffentliches Eigenkapital).

In der dritten Version wird kein zusätzliches Eigenkapital und kein zusätzliches Fremdkapital aufgenommen, sodass die notwendigen Neuinvestitionen aus eigenen Mitteln der Netzbetreiber finanziert werden müssen (Selbstfinanzierung). Diese Option erfordert einen sofortigen Anstieg der Netzentgelte, der zeitgleich mit dem Anstieg der Investitionsausgaben erfolgen muss, während die ersten zwei Finanzierungsoptionen eine zeitliche Entkoppelung der Einnahmen aus Netzentgelten und Ausgaben für Neuinvestitionen ermöglichen.

Unsere Analyse zeigt, dass die Finanzierungsoption „öffentliches Eigenkapital“ (ÖÖP) bei weitem die kostengünstigste Version ist. Der entsprechende (dauerhafte) Anstieg der durchschnittlichen Netzentgelte beträgt durchschnittlich nur 1,7 ct/kWh, um die Gesamtinvestitionen von 651 Milliarden zu finanzieren. Dabei verteilt sich der Anstieg hälftig auf die Übertragungsnetzentgelte und die Verteilnetzentgelte. Zum Vergleich: Die durchschnittlichen Netzentgelte betrugen in den Jahren bis 2021 rund 5 ct/kWh. Die Kosten des Ausbaus der Stromnetze würden also mit einem Anstieg der durchschnittlichen Netzentgelte um ungefähr ein Drittel (34 Prozent) einhergehen, wenn als Basisjahr 2021 gewählt wird. Dies bedeutet unter anderem, dass mit einer angemessenen Regulierung die durchschnittlichen Netzentgelte nicht über 7 ct/kWh liegen sollten. Merklich höhere Netzentgelte würden darauf hindeuten, dass Politik bzw. Regulierungsbehörden versagen und erhebliche Ineffizienzen oder Übergewinne im Stromnetzbereich existieren.

Eine solche Ineffizienz wird durch die Wahl der Finanzierungsoption „privates Eigenkapital“ (ÖPP) erzeugt. Unsere Berechnungen zeigen, dass in diesem Fall der Stromnetzausbau die durchschnittlichen Netzentgelte um 3 ct/kWh ansteigen lässt. Der Anstieg der Netzkosten ist also mit der ÖPP-Option fast doppelt so hoch wie der Anstieg im ÖÖP-Szenario (öffentliches Eigenkapital). Dies bedeutet eine jährliche Mehrbelastung der Stromkunden von anfänglich 6,5 Milliarden Euro bei 500 TWh Verbrauch und eine jährliche Mehrbelastung von 14,3 Milliarden Euro, wenn der Netzausbau auf 1.100 TWh abgeschlossen ist. Anders gesagt: In dem ÖPP-Szenario bezahlen Wirtschaft und Gesellschaft jedes Jahr bis zu 14,3 Milliarden Euro zusätzlich für die Nutzung der Stromnetze, damit internationale Finanzinvestoren wie BlackRock hohe Renditen einfahren können.

Im dritten Szenario „kein Eigenkapital“ ist der Anstieg der Netzentgelte am stärksten ausgeprägt. Konkret steigen die durchschnittlichen Netzentgelte anfangs um 7,5 ct/kWh an, wobei die Übertragungsnetzentgelte um 4,4 ct/kWh und die Verteilnetzentgelte um 3,1 ct/kWh steigen.

Bei einem Ausgangswert von 5 ct/kWh würden sich also die durchschnittlichen Netzentgelte von 5 ct/kWh auf 12,5 ct/kWh mehr als verdoppeln. Netzentgelte in dieser Höhe würden den Erfolg der Energiewende stark gefährden. Zwar fallen in diesem Szenario ab 2038 die Netzentgelte, um dann 2046 auf ihr Ausgangsniveau zurückzukehren, doch wäre der wirtschaftliche und gesellschaftliche Schaden bis dahin bereits entstanden. Dieses Ergebnis unterstreicht die Notwendigkeit, die Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber massiv auszuweiten – Selbstfinanzierung der notwendigen Ausbauinvestitionen ist keine ökonomisch sinnvolle Option.

2. Institutioneller Rahmen

Netzentgelte sind der Preis, den Verbraucher – sowohl private Haushalte als auch Gewerbe und Industrie – für die Nutzung der Stromnetze und damit für den Stromtransport zahlen. Sie dienen dazu, die Kosten für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Stromnetzinfrastruktur zu decken. Dazu gehören unter anderem Investitionen in neue Leitungen, Transformatoren und IT-Systeme, die Modernisierung bestehender Anlagen sowie Maßnahmen zur Systemsicherheit wie Redispatch und Einspeisemanagement. Netzentgelte bilden die finanzielle Grundlage für eine sichere Stromversorgung und eine erfolgreiche Energiewende.

2.1 Ermittlung der Netzentgelte

Die Festlegung der Netzentgelte erfolgt in einem regulierten Verfahren gemäß den Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Der Prozess umfasst im Wesentlichen drei Schritte: die Bestimmung der Netzkosten, die Ermittlung der zulässigen Erlöse und die Ableitung der Netzentgelte.

Die Netzkosten bilden die Grundlage zur Bestimmung der Erlösobergrenze (EOG) und werden von den zuständigen Regulierungsbehörden für jede Regulierungsperiode – in der Regel fünf Jahre – festgelegt. Die Erlösobergrenze ist im Wesentlichen die Summe aller anerkannten Netzkosten (inklusive Kapitalkosten) plus einer möglichen Gewinnkomponente und definiert die Einnahmen eines maximal effizienten Netzbetreibers während der Regulierungsperiode. Ausgangspunkt der Kostenprüfung ist ein Basisjahr, dessen testierte Abschlüsse als Referenz dienen. Im Rahmen dieser Prüfung wird bewertet, ob die geltend gemachten Kosten wirtschaftlich und notwendig sind.

Die Netzkosten bestehen aus beeinflussbaren Kosten, wie etwa Kosten für Betrieb und Wartung (siehe § 11 Abs. 2 ARegV für eine vollständige Liste), und nicht beeinflussbare Kosten, wie zum Beispiel vorgelagerte Netzdienstleistungen oder Maßnahmen zur Versorgungssicherheit.

Während beeinflussbare Kosten einem Effizienzvergleich unterliegen, gehen nicht beeinflussbare Kosten nicht in den Effizienzvergleich ein. Die Netzkosten enthalten auch die Kapitalkosten bzw. einen Kapitalkostenaufschlag, der nach Maßgabe des § 10a ARegV ermittelt wird. Die Kapitalkosten bestehen aus den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6 Absatz 4 StromNEV und der kalkulatorischen Kapitalverzinsung (BNetzA, 2021). Dabei werden die Abschreibungen auf Grundlage der Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter ermittelt.

Die kalkulatorische Kapitalverzinsung ergibt sich aus dem Produkt aus kalkulatorischem Kapitalzinssatz – berechnet als gewichtetes Mittel von Eigenkapital- (EK-Zins) und Fremdkapitalzins (FK-Zins) – und dem kalkulatorischen Kapitalstock. Dabei wird die Gewichtung unter Berücksichtigung einer regulierten Kapitalstruktur berechnet, die einen festgelegten Anteil von Eigenkapital und Fremdkapital enthält. Im Falle der Netzbetreiber werden 40 Prozent des betriebsnotwendigen Vermögens als Eigenkapital und 60 Prozent als Fremdkapital angesetzt.

Für den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz von Neuanlagen, die die Regulierungsbehörden für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber festlegen, gilt bis Ende der aktuellen Regulierungsperiode 2028 der folgende Ansatz: Die kalkulatorische Eigenkapitalrendite besteht aus einem jährlich variablen Basiszins, der für 2025 bei 2,67 Prozent liegt (orientiert an der Umlaufsrendite festverzinslicher Wertpapiere) sowie einem konstanten Wagniszuschlag bzw. Risikozuschlag von 3 Prozent. Die Summe wird mit einem Steuerfaktor von 1,226 multipliziert. Für das Jahr 2025 ergibt sich daraus ein kalkulatorischer EK-Zins von 6,95 Prozent (2024: 7,10 Prozent) (PwC, 2024).

Auch für den Fremdkapitalzinssatz der Betreiber von Verteil- und Übertragungsnetzen wurde die Berechnungsmethode angepasst. Statt eines pauschalen Fremdkapitalsatzes wird der FK-Zins nun auf Basis einer Umlaufsrendite und einem Zinssatz berechnet, wie von der Bundesbank angegeben. Für 2025 wird der kalkulatorische Fremdkapitalzins auf 3,87 Prozent angesetzt (PwC, 2024). Ähnlich wie beim EK-Zins wird argumentiert, dass die Netzbetreiber so gestiegene Finanzierungskosten rascher auf die Netzentgelte umlegen können. Doch auch in diesem Fall führt es für Verbraucher:innen zu einer zusätzlichen Kostenbelastung. Die neuen Regelungen für Eigen- und Fremdkapitalzinsen haben also gemeinsam, dass sie die Netzentgelte und somit die Energiekosten für Endverbraucher:innen ansteigen lassen.

Die Summe aller Kostenblöcke bei 100 Prozent Effizienz der beeinflussbaren Kosten plus einer möglichen Gewinnkomponente ergibt die Erlösobergrenze, aus der die Netzentgelte abgeleitet und auf die verschiedenen Netzebenen umgelegt werden. Die Zuordnung erfolgt möglichst „verursachungsgerecht“ auf Basis der Jahreshöchstlast der jeweiligen

Netzebene. Aus den zugeordneten Gesamtkosten und der zeitgleichen Jahreshöchstlast werden die spezifischen Jahreskosten ermittelt. Diese Jahreskosten werden mit der sogenannten Gleichzeitigkeitsfunktion (§ 16 StromNEV) weiter differenziert, um die Verursachungsbeiträge der Netznutzer genauer zu erfassen. Für leistungsmessende Kunden entstehen daraus vier Entgeltpositionen: ein Arbeitspreis, der die Kosten nach dem tatsächlichen Verbrauch (in kWh) abbildet, und ein Leistungspreis, der die Kosten nach der höchsten benötigten Leistung (in kW) berechnet – jeweils unterschieden nach mehr oder weniger als 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr. Nutzer mit einer niedrigen Benutzungsstundenzahl tragen einen relativ niedrigen Leistungs- und einen hohen Arbeitspreis. Umgekehrt zahlen Nutzer mit einer hohen Benutzungsstundenzahl einen höheren Leistungs- und einen niedrigeren Arbeitspreis. Für Haushalte und Kleingewerbe, die keine Leistungsmessung vornehmen, wird in der Regel ein Arbeitspreis und gelegentlich ein Grundpreis erhoben, dessen Verhältnis laut StromNEV „angemessen“ sein muss.

Ein zentraler Bestandteil des Systems ist die sogenannte Kostenwälzung. Das bedeutet, dass nicht gedeckte Kosten einer Netzebene an die nächste tiefere Ebene weitergegeben werden, bis die Kosten vollständig auf alle Netzebenen verteilt sind. Die unterste Netzebene, die Niederspannung, nimmt keine weitere Kostenwälzung vor und muss daher alle ihr zugeordneten Kosten selbst decken. Das Ergebnis dieser Berechnungen sind die endgültigen Netzentgelte, die jährlich im Voraus festgelegt und von den Netzbetreibern veröffentlicht werden. Grundsätzlich gilt, dass je tiefer die Netzebene ist, desto höher die anfallenden Netzentgelte.

Die Netzentgelte werden auf verschiedene Verbrauchergruppen umgelegt, wobei zwischen drei Abnahmefällen unterschieden wird: (1) Haushaltskunden (Kleinverbraucher), die einen geringeren Energieverbrauch haben und ihren Strom überwiegend aus dem Niederspannungsnetz beziehen (und damit die höchsten Netzentgelte bezahlen), (2) gewerbliche Verbraucher (Mittelverbraucher), die zumeist Nieder- oder Mittelspannungsnetze nutzen und (3) Industriekunden (Großverbraucher), die ihren Strom aus dem Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz beziehen und damit die niedrigsten Netzentgelte pro kWh zahlen.

§ 19 der StromNEV regelt spezifische Netzentgelte, die Unternehmen Einsparungen beziehungsweise auch eine Befreiung ermöglichen können, wenn eine atypische oder stromintensive Netznutzung nachgewiesen wird. Atypische Netznutzung liegt vor, wenn Spitzenlasten in lastschwache Zeiten fallen, während eine stromintensive Netznutzung beantragt werden kann, sofern an einer Abnahmestelle mindestens 7.000 Benutzungsstunden und ein Verbrauch von 10 GWh gegeben ist. Die Entlastungen sollen die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen sichern, führen jedoch zu Mindereinnahmen der Netzbetreiber, die über die § 19 StromNEV-Umlage auf alle Verbraucher umgelegt werden.

Für 2024 wurde die Umlage zunächst auf 0,403 ct/kWh festgelegt, musste jedoch aufgrund des Wegfalls eines Bundeszuschusses von 5,5 Milliarden Euro auf 0,643 ct/kWh erhöht werden (BNetzA, 2024c). Diese Anpassung soll den zusätzlichen Finanzbedarf der Netzbetreiber decken und Nachholeffekte in den Folgejahren vermeiden. Je nach Verbrauchsgruppe variieren die Umlagesätze, um die unterschiedlichen Belastungen möglichst fair zu verteilen.

Der Stromverbrauch in Deutschland ist wie folgt auf die verschiedenen Verbrauchergruppen verteilt: 43 Prozent des Gesamtverbrauchs von rund 500 TWh wird von der Industrie genutzt (Bergbau und verarbeitendes Gewerbe), 26 Prozent fallen auf gewerbliche Verbraucher ohne Industrie, 28 Prozent sind private Haushalte und 3 Prozent wird im Verkehr (Fahrtstrom) verbraucht. Diese Anteile haben sich über die vergangenen 10 Jahre kaum verändert (BDEW, 2024).

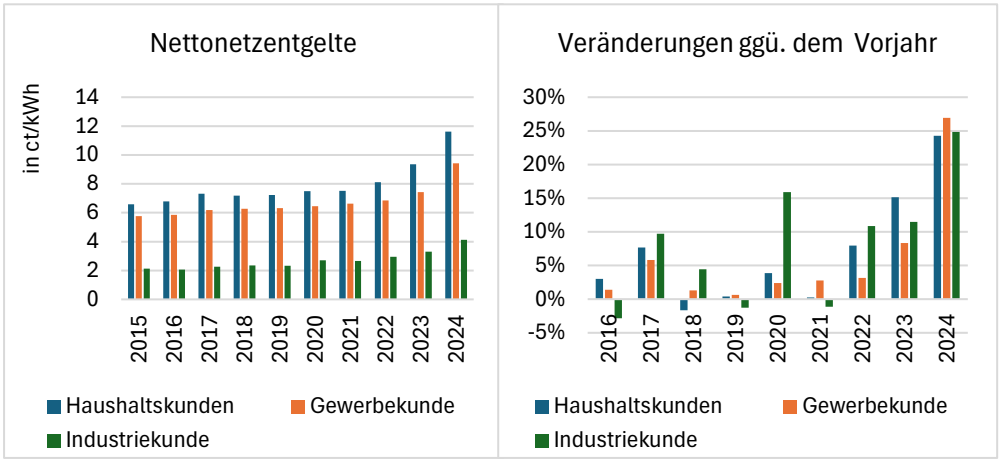
2.2 Entwicklung der Netzentgelte

Die Ermittlung der Netzentgelte ist nicht nur ein technischer Prozess, sondern wird auch durch politische und wirtschaftliche Gegebenheiten beeinflusst. Angesichts der Veränderungen, die durch die Energiewende und die damit verbundene Verstromung notwendig sind, wird zunehmend eine mögliche Reform der aktuellen Netzentgeltsystematik diskutiert. Dieser Prozess ist bereits mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) in Gang gesetzt worden und wird sich sehr wahrscheinlich weiterentwickeln. Darüber hinaus können veränderte ökonomische Rahmenbedingungen zu regulatorischen Veränderungen führen. Ein Beispiel dafür ist die Anpassung der Berechnung der EK-Zinsen (für Neuanlagen) in dieser Regulierungsperiode aufgrund des gestiegenen Zinsniveaus (BNetzA, 2024b). Die Vertreter:innen der Energiewirtschaft haben in dem Zusammenhang auf eine noch höhere Verzinsung des Eigenkapitals gesetzt, um „gerade in [einer] Zeit, in der die Netzbetreiber mehr denn je auch auf internationales Eigenkapital angewiesen sind, (...) einen verlässlichen und wettbewerbsfähigen Rahmen für Investitionen [zu bieten]“ (BDEW, 2024b).

Die Netzentgelte werden in der Praxis in einem Austausch der Netzbetreiber und Verbände mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) und der Politik festgelegt, wobei die endgültige Entscheidungshoheit bei der Bundesnetzagentur (Regulierungsbehörde) bzw. dem BMWK liegt. Die aufgrund der Energiewende gestiegenen Investitionsbedarfe sowie die erhöhten Systemdienstleistungen (insbesondere das Netzengpassmanagement) haben bereits in den vergangenen Jahren erhebliche Auswirkungen auf die Entwicklung der Netzentgelte gehabt. Wie Abbildung 1 verdeutlicht, lagen die durchschnittlichen Netzentgelte in den Jahren bis 2021 bei rund 5 ct/kWh, sind dann aber in den letzten drei Jahren rasant gestiegen und

haben zuletzt neue Höchstwerte erreicht. Die mengengewichteten Netzentgelte betrugen 2024 für Haushalte 11,62 ct/kWh, bei den Gewerbekunden lagen die arithmetischen Mittelwerte bei 9,42 ct/kWh und bei Industriekunden bei 4,12 ct/kWh. Der gewichtete Durchschnitt der Netzentgelte über alle drei Gruppen stieg von 5,13 ct/kWh im Jahr 2021 auf 7,71 ct/kWh im Jahr 2024 – ein Anstieg um rund 2,5 Prozentpunkte.[3] Dieser Anstieg ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen: gestiegene Investitionsbedarfe, Kosten des Engpassmanagements, Inflationseffekte und eventuell auch Übergewinne. Der Anstieg im Jahr 2024 im Übertragungsnetzbereich wird zudem darauf zurückgeführt, dass die Zuschüsse durch das Strompreisbremsengesetz entfielen (BNetzA, 2024).

Abbildung 1: Nominale Netzentgeltentwicklungen



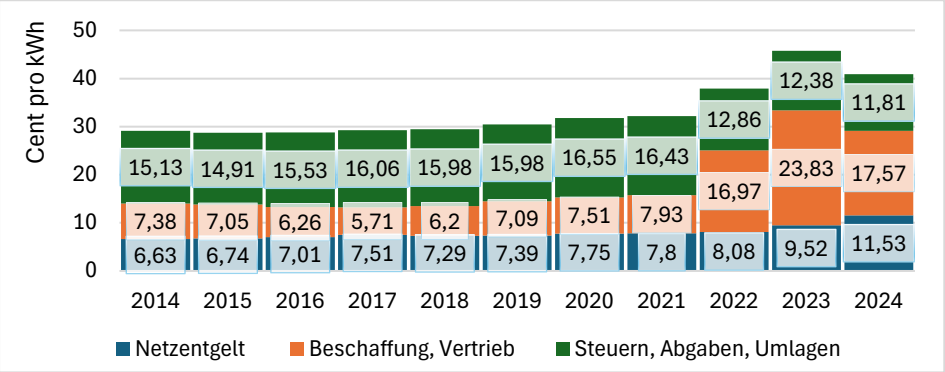
Quelle: BNetzA.
Hinweis: Alle Daten inklusive Messstellenbetrieb. Die Daten für die Haushaltskunden sind mengengewichtete Durchschnittswerte für 2500-5000 kWh Verbrauch. Die Nettonetzentgelte für die Gewerbe- und Industriekunden sind arithmetische Werte für einen Verbrauch von 50MWh (Gewerbekunden) und 24GWh (Industrie).

Der Anstieg der Netzentgelte wirkte sich zwangsläufig auf die Entwicklung der Bruttostrompreise aus, da die Netzentgelte einen wesentlichen Bestandteil der Strompreise ausmachen. Abbildung 2 zeigt die Zusammensetzung des durchschnittlichen Strompreises für Haushalte (Jahresverbrauch 3500 kWh). Aus den Daten wird ersichtlich, dass seit 2021

[3] Die Berechnung des gewichteten Durchschnitts der Netzentgelte für 2021 und 2024 basiert auf den mengengewichteten Netzentgelten der Kundengruppen im Jahr 2021 (Haushalte: 7,52 ct/kWh, Gewerbekunden: 6,64 ct/kWh, Industriekunden: 2,67 ct/kWh) und 2024 (siehe Fließtext) sowie deren normierten Verbrauchsanteilen (Haushalte 28 Prozent, Gewerbekunden 26 Prozent, Industriekunden 43 Prozent). Diese Anteile wurden auf 97 Prozent normiert (ohne Verkehr). Der gewichtete Durchschnitt ergibt sich aus der Multiplikation der Netzentgelte mit den normierten Verbrauchsanteilen.

die Beschaffung (Stromerzeugung) und der Vertrieb die wichtigsten preistreibenden Kostenfaktoren waren – was insbesondere auf die erhöhten Großhandelspreise im Zuge der Energiekrise zurückzuführen ist. Doch auch die Netzentgelte sind in den letzten drei Jahren erheblich gestiegen. Insgesamt sind die Bruttostrompreise für Haushalte damit von einem Niveau von etwa 30 ct/kWh bis 2021 auf circa 40 ct/kWh im Jahr 2024 gestiegen, obwohl Steuern und Abgaben gesunken sind.

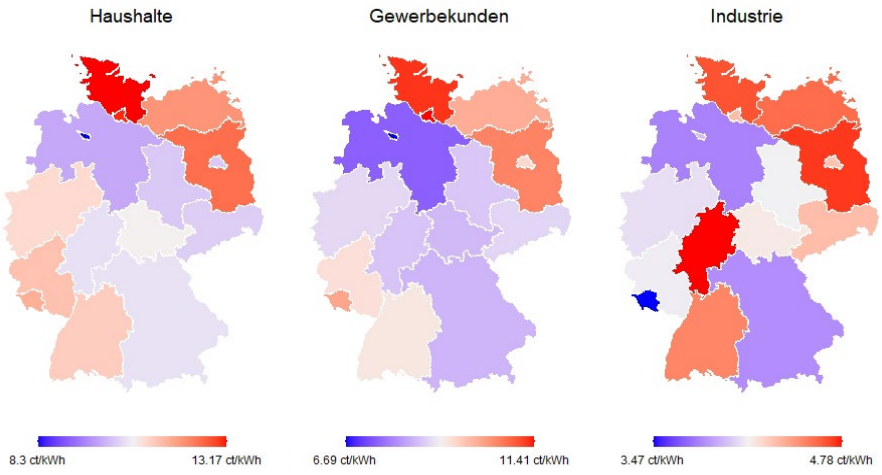
Abbildung 2: Bestandteile des Strompreises für Haushaltskunden



Quelle: BDEW (2024c).

Neben den ungleichen Kosten für Haushalte, Gewerbe und Industrie ist auch die regionale Variation der Netzentgelte recht ausgeprägt. Während die mengengewichteten Mittelwerte in Bundesländern wie Niedersachsen und Bayern für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden gering ausfallen, fallen im Nordosten, wie etwa in Schleswig-Holstein, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern, die höchsten Kosten an (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3: Nettonetzentgelte (mengengewichteter Mittelwert) für die Bundesländer im Jahr 2024



Quelle: BNetzA, eigene Darstellung.

Abbildung 3 verdeutlicht eine Nordwest-Südost-Achse, entlang derer die Netzentgelte geringer ausfallen, während die mit Abstand höchsten Netzentgelte im Nordosten der Bundesrepublik anfallen. Die vergleichsweise höheren Nettonetzentgelte in Hessen für die Industrie (4,78 ct/kWh) fallen bei dieser grundsätzlichen Tendenz etwas aus dem Bild. Allerdings sind die Netzentgelte für diese Verbrauchergruppe durch eine insgesamt geringere Varianz geprägt, sodass das grundlegende Muster bestehen bleibt. Die Gründe für die hohen Netzentgelte im Osten der Republik sind einerseits auf den hohen Zubau an Erneuerbaren und andererseits auf die geographischen Strukturen zurückzuführen. In Nord- und Ostdeutschland wird vor allem über die Windkraft deutlich mehr Strom produziert als verbraucht – und die Integration und der Transport der Erneuerbaren in den industriellen Süden erfordert teure Netzausbau- und Netzengpassmanagementmaßnahmen. Aufgrund der geringeren Bevölkerungsdichte und Verbrauchsstruktur sowie den tendenziell größeren Netzflächen werden die Netzkosten auf weniger Verbraucher umgelegt, was die Netzentgelte in die Höhe treibt. Das Ungleichgewicht dabei ist offenkundig: die Regionen, die für das Gelingen der Energiewende die größten Anstrengungen unternehmen, tragen derzeit die höchsten Kosten.

Die Entwicklungen der Netzentgelte sowie deren ungleiche Verteilung erhöhen damit insbesondere bei Haushalten und kleineren Unternehmen den Druck – in besonderem Ausmaß in strukturschwachen Regionen. Gerade für Haushalte und Gewerbetreibende sind die Kostendifferenzen erheblich: die Spannweite der mengengewichteten Mittelwerte liegt bei Ersteren zwischen 8,3 ct/kWh und 13,2 ct/kWh und bei Letzteren zwischen 6,7 ct/kWh und 11,4 ct/kWh.

Der Anstieg der Netzentgelte für die Breite der Wirtschaft und Gesellschaft verschärft die für viele Haushalte und Unternehmen ohnehin angespannte Kostenlage. Die gegebene Konstellation birgt somit das Risiko, dass die sozialen und wirtschaftlichen Akzeptanzprobleme, die mit steigenden Strompreisen einhergehen, die Energiewende zum Scheitern bringen, sofern keine politischen Korrekturmaßnahmen erfolgen. In dieser ökonomischen, gesellschaftlichen und politischen Gemengelage wird nun ersichtlich, weshalb die Netzentgelte zu einem Politikum geworden sind.

Die aktuelle Ausgangslage, verbunden mit dem erheblichen Investitions- und Ausbaubedarf in der Netzinfrastruktur, macht es unerlässlich, die Auswirkungen auf die Netzentgelte sorgfältig zu berücksichtigen. Sollten die entstehenden Kosten zu einem weiteren, deutlichen Anstieg der Netzentgelte führen, würde dies nicht nur die Anreize zur Elektrifizierung erheblich mindern und die Wirtschaft schädigen, sondern es könnte auch den politischen Unmut verstärken. Die Frage der Auswirkungen des Netzausbaus auf die Netzentgelte gewinnt damit höchste wirtschaftliche *und* politische Bedeutung.

2.3 Netzbetreiberstrukturen

Das deutsche Stromnetz gliedert sich in zwei wesentliche Ebenen: die Übertragungsnetzebene und die Verteilnetzebene, auf denen die jeweiligen Netzbetreiber operieren. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verantwortlich für den Transport von Strom auf der Höchstspannungsebene (220/380 kV) über weite Distanzen und sichern den deutschlandweiten sowie grenzüberschreitenden Energieaustausch. In Deutschland gibt es vier ÜNB, die jeweils unterschiedliche Regelzonen betreuen.

Die TenneT TSO GmbH betreibt das Netz in Norddeutschland sowie in Teilen Bayerns. Mit einer Netzlänge von 13.700 km ist das Unternehmen der größte ÜNB und deckt circa 36 Prozent des Übertragungsnetzes ab (Statista, 2023). Die Amprion GmbH, die mit einer Netzlänge von 11.000 km (29 Prozent des deutschen Übertragungsnetzes) der zweitgrößte ÜNB ist, versorgt den Westen des Landes (Amprion, 2024). Die 50Hertz Transmission GmbH ist für den Osten Deutschlands zuständig, einschließlich Berlin, Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern, und deckt mit circa 10.600 km Netzlänge ungefähr 28 Prozent des Übertragungsnetzes ab (50Hertz, 2023). Schließlich übernimmt die TransnetBW GmbH die Verantwortung für das Netz im Südwesten Deutschlands, insbesondere in Baden-Württemberg. Mit einer Netzlänge von circa 3.100 km ist es der kleinste ÜNB in Deutschland (TransnetBW, 2024).

Strukturell sind die Eigentümerschaften der ÜNB sowohl in öffentlicher als auch privater Hand. TenneT TSO GmbH gehört zu 100 Prozent der TenneT Holding B.V., einem niederländischen Staatsunternehmen (TenneT, 2024). Die Amprion GmbH hingegen ist vollständig in privater Hand: 74,9 Prozent hält ein Konsortium, das hauptsächlich aus deutschen institutionellen Finanzinvestoren wie Versicherungen und Versorgungswerken besteht. Die restlichen 25,1 Prozent gehören der RWE AG. Die 50Hertz Transmission GmbH wiederum ist in gemischter Eigentümerschaft: 20 Prozent gehören der KfW Bankengruppe, 80 Prozent der Elia Group, die sich nahezu zur Hälfte (45 Prozent) im Eigentum des belgischen, öffentlich-rechtlichen Unternehmens Publi-T befindet (52 Prozent der Elia Group sind in freiem Streubesitz) (Elia Group, 2024). Die TransnetBW GmbH war bis vor kurzem eine 100-prozentige Tochter der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, die sich wiederum im Eigentum der öffentlichen Hand befindet – das Land Baden-Württemberg und OEW halten zusammen 93,5 Prozent der EnBW-Anteile (EnBW, 2024). Im Jahr 2023 entschied die EnBW unter Zustimmung der Landesregierung in Baden-Württemberg jedoch, nahezu die Hälfte der Anteile an der TransnetBW GmbH zu veräußern, um liquide Mittel für den Netzausbau zu generieren, sodass jetzt ein Konsortium aus Sparkassen, Banken, Versicherungen und Körperschaften (Südwest Konsortium Holding GmbH) 24,9 Prozent und die KfW Bankengruppe ebenfalls 24,9 Prozent halten.

Der von den Übertragungsnetzen transportierte Strom wird von den Verteilnetzbetreibern an Haushalte, Gewerbe und Industrie weitergeleitet und entsprechend verteilt. Die Verteilnetzebene umfasst Hoch-, Mittel- und Niederspannung und wird von etwa 865 Verteilnetzbetreibern betrieben, die für die regionale Verteilung von Strom bis zu den Endverbrauchern verantwortlich sind. Die VNB sind überwiegend auf kommunaler und regionaler Ebene tätig.

3. Netzausbau und Netzentgelte

Die Investitionsbedarfe für den Ausbau der Netze sind erheblich und bilden die Grundlage für die Berechnungen zu den künftigen Entwicklungen der Netzentgelte (Kapitel 3.1). Die Auswirkungen des Netzausbaus auf die Netzentgelte werden stark von der Finanzierungsform beeinflusst, die wir in Kapitel 3.2 erörtern. Wir unterscheiden zwischen drei Finanzierungsoptionen: Zusätzliches öffentliches Eigenkapital, zusätzliches privates Eigenkapital und kein zusätzliches Eigenkapital. Die quantitative Analyse in Abschnitt 3.3 zeigt, dass die erste Finanzierungsoption (öffentliches Eigenkapital) zu einem moderaten Anstieg der Netzentgelte führt. Die zweite Option (privates Eigenkapital) ist fast doppelt so teuer wie die erste Option, und die dritte Option (kein Eigenkapital) führt zu einer dramatischen Verteuerung der Netzentgelte. Abschnitt 3.4 diskutiert mögliche Unsicherheiten unserer Schätzungen und Abschnitt 3.5 gibt einen Überblick über die Studienlage.

3.1 Investitionsbedarfe

Als Basis für unsere Prognose der Netzentgeltentwicklung beziehen wir uns auf unsere Schätzung der Investitionsbedarfe für den Ausbau des deutschen Stromnetzes bis 2045 von 651 Milliarden Euro – davon 328 Milliarden Euro für die Übertragungsnetze und 323 Milliarden Euro für die Verteilnetze (Bauermann, Kaczmarczyk und Krebs, 2024). Die Berechnungen stützen sich auf Daten des Netzentwicklungsplans (NEP) 2037/2045 sowie auf detaillierte Angaben der ÜNB und VNB. Der NEP berücksichtigt spezifische politische Rahmenbedingungen wie den Kohle- und Kernkraftausstieg sowie den Ausbau erneuerbarer Energien, aus der sich die Investitionsbedarfe für die ÜNB ableiten lassen. Hinsichtlich der Verteilnetze legten wir die Kostenangaben der veröffentlichungspflichtigen VNB für den Netzausbau zugrunde und verrechnen diese mit den geschätzten Ausbaubedarfen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI), da es in den Netzentwicklungsplänen der VNB erhebliche Datenlücken, insbesondere in der Niederspannungsebene gab. Dies

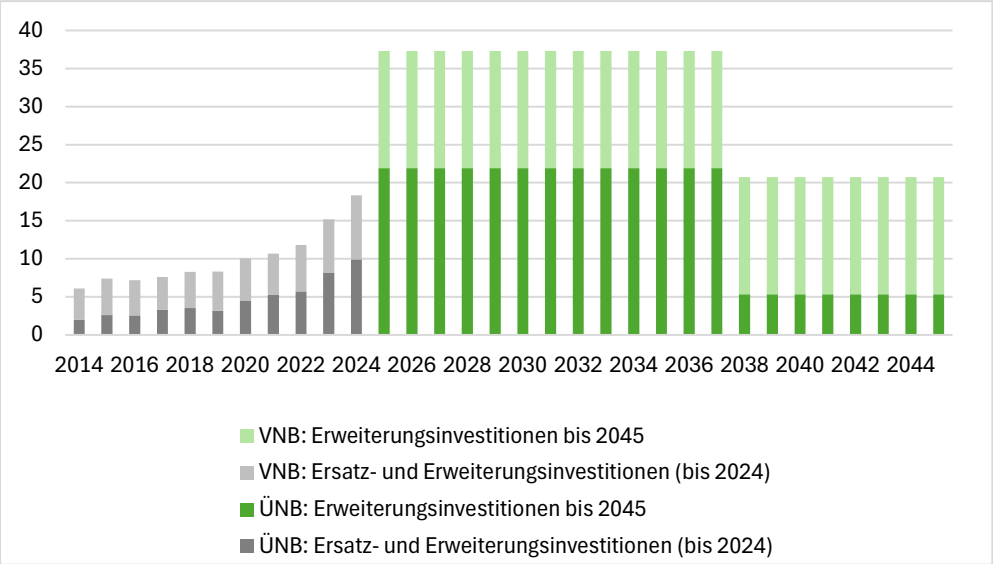
ergibt notwendige Ausbauinvestitionen im Verteilnetz von 328 Milliarden Euro bis 2045.

Das Investitionsvolumen wird in zwei Phasen aufgeteilt: In der ersten Phase bis 2037, dem Jahr, in dem das Stromnetz weitgehend dekarbonisiert sein soll, sind zusätzliche Investitionen von 285 Milliarden Euro in die Übertragungsnetze erforderlich, wobei rund 64 Milliarden Euro in das Start- und 221 Milliarden Euro in das Zubau-Netz fließen müssen. Die zweite Phase (2038–2045) sieht geringere Ausgaben vor, da das Übertragungsnetz dann weitgehend fertiggestellt sein soll. Die Dynamik wird durch die politischen Zielsetzungen bestimmt, den Ausbau des Stromnetzes bis 2037 zu maximieren, um eine stabile Grundlage für die Elektrifizierung anderer Sektoren wie Verkehr und Industrie zu schaffen. Bei den Verteilnetzen hingegen wird es eine gleichmäßigere Verteilung der Investitionen geben, da die groß angelegten Infrastrukturausbauprojekte nicht in demselben Maße anfallen und die dezentrale Energieversorgung ohnehin mit einem gleichmäßigeren Investitionsprofil einhergeht.

Für den Ausbau der Netze insgesamt bedarf es damit eines jährlichen Investitionsvolumens von 37 Milliarden Euro bis 2037 und jährliche Investitionen von rund 21 Milliarden im Zeitraum 2038 bis 2045. Zum Vergleich: Die Netzinvestitionen sind von rund 10 Milliarden Euro im Jahr 2020 auf 18 Milliarden Euro im Jahr 2024 angestiegen. Dabei enthalten diese historischen Investitionsausgaben sowohl Ersatzinvestitionen zum Erhalt der bestehenden Netze (Abschreibung) und Erweiterungsinvestitionen zum Ausbau der Netze, während sich unsere Bedarfsschätzungen nur auf die notwendigen Erweiterungsinvestitionen beziehen. Abbildung 4 veranschaulicht das Investitionsprofil inklusive des erforderlichen, erheblichen Anstiegs der Netzinvestitionen in der kommenden Dekade.

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass die Schätzungen der Investitionsbedarfe Unsicherheiten unterliegen. Einerseits könnten die Kosten höher als geschätzt ausfallen, weil Preisentwicklungen bei Rohstoffen wie Kupfer und Aluminium sowie mögliche Lieferengpässe bei Schlüsselkomponenten, etwa Transformatoren, den Ausbau erheblich verteuern. Andererseits könnten die Investitionskosten niedriger als geschätzt sein, weil Flexibilitätstechnologien wie Batteriespeicher oder Demand-Side-Management den Netzausbaubedarf verringern. Zudem beruhen die Schätzungen der Investitionsbedarfe hauptsächlich auf den Angaben der Netzbetreiber, die einen Anreiz haben, die Ausbaukosten möglichst hoch darzustellen.

Abbildung 4: Historisches Investitionsvolumen und künftige Investitionsbedarfe zum Netzausbau



Quelle: Bauermann, Kaczmarczyk und Krebs (2024).
Hinweis: in Mrd. Euro, reale Preise von 2023. Investitionsbedarfe ab 2025 sind die notwendigen Investitionen zum Netzausbau (Erweiterungsinvestitionen) und historische Investitionen bis 2024 sind die Gesamtinvestitionen (Ersatzinvestitionen plus Erweiterungsinvestitionen).

3.2 Finanzierungsoptionen

Abbildung 4 verdeutlicht, dass die Investitionsbedarfe für den Netzausbau erheblich sind. Dies wirft zwangsläufig die Frage der Finanzierung auf. Im Prinzip gibt es drei Finanzierungsoptionen, die im Folgenden erörtert und im Anhang mathematisch ausformuliert werden.

Zum Ersten können die Investitionen aus den laufenden Netzerlösen finanziert werden. In diesem Fall benötigen die Netzbetreiber keine zusätzlichen externen Finanzmittel zum Stromnetzausbau – weder eine zusätzliche Kreditaufnahme noch eine Aufstockung der Eigenkapitalbasis ist notwendig. Die Finanzierung der gestiegenen Investitionsbedarfe (Abb. 4) erfolgt in diesem Szenario über einen zeitgleichen Anstieg der Netzentgelte, so dass Investitionsausgaben und Netzerlöse ein identisches Zeitprofil aufweisen. Anders gesagt: Investitionen im Jahr t+1 werden vollständig mit thesaurierten Gewinnen aus dem Jahr t finanziert (Selbstfinanzierung), und Netzentgelte werden so gesetzt, dass die Netzerlöse vollständig die interne Finanzierung notwendiger Investitionsausgaben ermöglichen.

Die zweite Option ist die Bereitstellung von (zusätzlichem) Eigenkapital durch die öffentliche Hand. Zum Beispiel kann der Bund – über die

KfW oder eine neu gegründete Infrastrukturgesellschaft – eine 100-prozentige Mehrheitsbeteiligung an dem Übertragungsnetzbetreiber TenneT erwerben, wie es seit einiger Zeit diskutiert wird (Reuters, 2024; Krebs, 2024). Zudem kann die Übernahme genutzt werden, um das Eigenkapital von TenneT aufzustocken und somit zusätzliche Mittel für Investitionen in den Netzausbau bereitzustellen. Die gestärkte Eigenkapitalbasis und die neue Eigentümerstruktur führen dazu, dass sich für das öffentliche Unternehmen TenneT die Konditionen der Fremdfinanzierung verbessern und die Finanzierungskosten reduzieren. Explizite staatliche Garantien können die Fremdkapitalkosten weiter reduzieren. Ähnliche Ansätze sind denkbar auf der Landesebene, um die Investitionen zum notwendigen Ausbau der Verteilnetze zu finanzieren.

Zum Dritten können die Netzbetreiber versuchen, ihre Eigenkapitalbasis mit privatem Finanzkapital zu stärken.[4] Diese Option wird aktuell von verschiedenen Seiten gefordert. Beispielsweise entwickelt Lars Feld in einem Konzeptpapier für den Investmentfonds „Union Investment“ Strategien zur Privatisierung der öffentlichen Infrastruktur (Feld und Braun, 2024). Dabei wird die Behauptung aufgestellt, dass es „angesichts des hohen finanziellen Bedarfs notwendig [ist], die Potenziale privaten Kapitals zu erschließen“ (Union Investment, 2024). Und die Verbände der Energiewirtschaft und kommunalen Unternehmen, BDEW und VKU, empfehlen zusammen mit der Beratungsfirma Deloitte in einem Strategiepapier, zur Finanzierung der Energiewende standardisierte Fondsstrukturen zu schaffen, um das Risiko-Rendite-Profil von Investitionen in die Energieinfrastruktur aus Sicht privater Investoren zu verbessern und damit die Attraktivität für diese Investoren zu erhöhen (BDEW, Deloitte und VKU, 2023).

Die letzten zwei Finanzierungsoptionen unterscheiden sich grundlegend von der ersten Option, weil sie die zeitliche Entkopplung von Investitionsausgaben und Netzerlösen ermöglichen. In diesen zwei Fällen sollten die Netzentgelte bzw. der erforderliche Anstieg der Netzentgelte so festgelegt werden, dass der Barwert (Gegenwartswert) der zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten, die mit dem Ausbau verbunden sind, gleich dem Barwert der zusätzlichen Netzentgelterlöse plus einer möglichen Gewinnkomponente sind. Die zeitliche Entkopplung von Ausgaben und Einnahmen erfordert also die Festlegung eines Diskontierungszinssatzes bzw. Diskontierungsfaktors, der zur Abdiskontierung zukünftiger

[4] Die vierte Option, eine vollständige Finanzierung mit Fremdkapital ohne die Stärkung der Eigenkapitalbasis, ist in der aktuellen Lage nicht realistisch. Beispielsweise haben Ratingagenturen bereits 50Hertz aufgrund der gestiegenen Infrastrukturkosten und dem erhöhten Finanzierungsbedarf herabgestuft – und darauf hingewiesen, dass auch bei Amprion und TenneT ein Risiko für eine Herabstufung besteht, falls die Finanzierungsprobleme nicht zeitnah angegangen werden (Kölschbach und Steitz, 2024). Solche Eigenkapitalengpässe betreffen nicht nur die ÜNB, sondern stellen auch für die VNB ein erhebliches Problem dar (BDEW, Deloitte und VKU, 2024).

Einnahmen und Ausgaben verwendet wird. Dieser Diskontierungszinssatz ist die Rendite des eingesetzten Kapitals, wenn der reine Gewinn gleich null ist oder nicht an die Kapitalgeber fließt (interner Zinsfuß).

Der Diskontierungssatz bzw. interne Zinsfuß ist eine zentrale Größe in der Berechnung der Netzentgelte und entspricht dem kalkulatorischen Kapitalzinssatz, den die Bundesnetzagentur zur Bestimmung der Kapitalkosten heranzieht – siehe Abschnitt 2.1. Er ist das gewichtete Mittel aus einem EK-Zinssatz (Eigenkapitalrendite) und FK-Zinssatz. Der EK-Zins setzt sich zusammen aus einem risikolosen Zins zuzüglich einer Risikoprämie, und einer eventuellen Anpassung zur Berücksichtigung von Steuern. In Anwendungen wird häufig für den risikolosen Zins die Rendite langfristiger Bundesanleihen genommen, die derzeit bei etwas unter 2,5 Prozent liegt (Stand 15.12.2024). Die Risikoprämie setzt sich aus einer idiosynkratischen (unternehmensspezifischen) und einer makroökonomischen bzw. marktbezogenen Komponente zusammen. Die zwei Finanzierungsoptionen „öffentliches Eigenkapital“ und „privates Eigenkapital“ unterscheiden sich grundsätzlich in Bezug auf die Risikoprämie.

Im Fall einer Finanzierung durch die öffentliche Hand ist die Risikoprämie zu vernachlässigen, denn der Staat kann idiosynkratisches Risiko diversifizieren und sollte bei öffentlichen Unternehmen das makroökonomische Risiko selbst tragen, und nicht auf die einzelnen Unternehmen überwälzen. Dabei ist das relevante makroökonomische Risiko beim Netzausbau hauptsächlich ein politisches Risiko, das die öffentliche Hand durch entsprechende Entscheidungen minimieren kann. Ebenso können Fälle, in denen die einzelnen Kommunen idiosynkratisches bzw. kommunal-spezifisches Risiko tragen, durch eine effizientere staatliche Finanzierung eliminiert werden. Diese Überlegungen zeigen, dass der relevante EK-Zinssatz dem risikolosen Zins von aktuell rund 2,5 Prozent entspricht, wenn die Ausbauinvestitionen vollständig aus öffentlichem Eigenkapital finanziert werden.

Private Investoren setzen im Gegensatz zur öffentlichen Hand eine hohe Risikoprämie an und fordern dementsprechend hohe Renditen von 8 bis 10 Prozent für die Bereitstellung privaten Kapitals. Beispielsweise lag der interne Zinsfuß (IRR) von Infrastrukturfonds zwischen 2010 und 2020 im Median bei 10,2 Prozent (McKinsey, 2024). Diese Größenordnungen entsprechen in etwa dem gegebenen Finanzierungsumfeld für privates Eigenkapital, in dem die Marktrisikoprämie auf 6,75 Prozent geschätzt wird und der risikolose Zins bei rund 2,5 Prozent liegt, sodass die erwartete Rendite eines Investments am Kapitalmarkt durchschnittlich 9,25 Prozent beträgt (KPMG, 2024). Zuletzt kamen private Investoren bei Kerninfrastrukturprojekten bei Eigenkapitalinvestitionen auf Renditen von 8 bis 10 Prozent (BVEI, 2023).

Angesichts hoher Risikoprämien von über 6 Prozent ist es nicht nachvollziehbar, dass ein großer Teil der Energie- und Finanzwirtschaft staat-

liche Garantien zur privaten Finanzierung öffentlicher Infrastrukturinvestitionen einfordert. Beispielsweise werden in dem Konzeptpapier von BDEW, Deloitte und VKU flankierende Maßnahmen wie staatliche Förderzuschüsse und staatliche Garantien sowie regulative Anpassungen vorgeschlagen (BDEW, Deloitte, VKU, 2023). Und die Vertreter der Energie- und Finanzwirtschaft folgern in dem Papier, dass „ohne ausreichende und langfristig verlässliche Renditen – sowohl für die Energiewirtschaft als auch für private Kapitalgeber – die Energiewende nicht finanzierbar sein und nicht zustande kommen [wird]“ (BDEW, Deloitte, VKU, 2023). Kurz gesagt: Die öffentliche Hand soll subventionieren und garantieren, damit private Investoren wie BlackRock und Union Investment hohe und annähend risikofreie Renditen einfahren können. Das ist widersprüchlich und ökonomisch nicht sinnvoll – und würde zudem erhebliche Akzeptanzprobleme mit sich bringen, da Verluste und Risiken sozialisiert, Gewinne jedoch privatisiert werden.

Die Bundesnetzagentur hat für 2024 den durchschnittlichen Kapitalzinssatz für Eigenkapital (EK-Zins) auf rund 7 Prozent festgesetzt.[5] Dies verdeutlicht, dass die Bundesnetzagentur mit einem relativ hohen EK-Zins arbeitet, der wesentlich näher an der Finanzierungsoption „privates Eigenkapital“ mit einer Rendite von 8 bis 10 Prozent liegt als an der Option „Öffentliches Eigenkapital“ mit einer Rendite von 2,5 Prozent. Abhängig von den Finanzierungsentscheidungen, die künftige Regierungen treffen, wird der kalkulatorische EK-Zins der Regulierungsbehörden entweder sinken und sich damit in Richtung des ersten Szenarios (öffentliches Eigenkapital) bewegen; oder noch weiter steigen und sich damit dem zweiten Szenario (privates Eigenkapital) annähern. Im Folgenden zeigen wir, dass es erhebliche Auswirkungen auf die Netzentgelte und Stromkosten haben wird, welches der zwei Szenarien künftig eintreten wird.

3.3 Auswirkungen auf Netzentgelte

Wir betrachten drei Szenarien für den Stromnetzausbau (Übertragungs- und Verteilnetze) entsprechend der drei Finanzierungsoptionen. In allen Szenarien wird ein Ausbau der Stromnetze betrachtet, der die aktuelle Kapazität, approximiert über den Stromverbrauch, von rund 500 TWh auf 1.100 TWh ausweitet. Die für diesen Netzausbau notwendigen Neuinvestitionen sind in Abbildung 4 dargestellt. Wir nehmen an, dass der Netzausbau die Betriebskosten pro kWh Strom, die Abschreibungsrate des Kapitalstocks und die Gewinnmarge pro kWh nicht nennenswert ändert. Unsere Ergebnisse sind unabhängig von der Höhe der Netzentgelte in der Ausgangssituation (steady-state) vor Beginn des Netzausbaus bzw. der Beschleunigung des Netzausbaus. Um die Ergebnisse besser einordnen

[5] Der Mischzins von EK-Zins und FK-Zins lag bei 5,1 Prozent bei einem Mischverhältnis von 40 Prozent Eigenkapital und 60 Prozent Fremdkapital.

zu können, ist es manchmal hilfreich, einen konkreten Wert für die Netzentgelte in der Ausgangssituation festzulegen. Ein Durchschnittswert von 5 ct/kWh entspricht in etwa den durchschnittlichen Netzentgelten in den Jahren bis 2021 (Abschnitt 2.2) und kann als eine plausible Beschreibung der Ausgangssituation betrachtet werden.[6]

Im ersten Szenario wird der Stromnetzausbau durch zusätzliches öffentliches Eigenkapital und Fremdkapital finanziert (Szenario „öffentliches Eigenkapital"). Im zweiten Szenario wird der Stromnetzausbau durch zusätzliches privates Kapital und Fremdkapital finanziert (Szenario „privates Eigenkapital"). Im diesen beiden Szenarien wird eine Mischfinanzierung von 40 Prozent Eigenkapital und 60 Prozent Fremdkapital angenommen, wie es zur Bestimmung der Netzentgelte aktuell üblich ist (Abschnitt 2.1). Im dritten Szenario gibt es kein zusätzliches Eigenkapital und kein zusätzliches Fremdkapital, und der Stromnetzausbau wird vollständig aus thesaurierten Gewinnen finanziert (Szenario „kein Eigenkapital"). Wir betrachten in den ersten beiden Szenarien einen einmaligen, dauerhaften Anstieg der Netzentgelte, der im Jahr 2025 erfolgt und über das Jahr 2045 hinaus wirkt. Im dritten Szenario variieren die Netzentgelte hingegen mit den Ausbauinvestitionen (Abbildung 4) – 2025 ein Anstieg, 2038 ein Rückgang und ab 2046 ein Rückfall auf das Ausgangsniveau von 5 ct/kWh.

Im ersten Szenario „öffentliches Eigenkapital" wird der EK-Zins auf 3 Prozent und der FK-Zins ebenfalls auf 3 Prozent gesetzt, so dass sich ein Kapitalzinssatz (Diskontierungszinssatz) von 3 Prozent zur Bestimmung der Kapitalkosten ergibt – zwei Prozentpunkte unter dem Wert von rund 5 Prozent, den die Bundesnetzagentur derzeit zur Berechnung der Netzentgelte verwendet. Wir setzen den EK-Zins mit 3 Prozent etwas höher an als die Finanzierungskosten des Bundes, die derzeit leicht unter 2,5 Prozent liegen, um eventuelle Transaktionskosten und etwas höhere Finanzierungskosten der Bundesländer zu berücksichtigen. Wir nehmen in dem öffentlichen Beteiligungsszenario einen relativ niedrigen FK-Zins von 3 Prozent an, weil wir davon ausgehen, dass in diesem Fall die Fremdfinanzierung mit angemessenen staatlichen Garantien unterfüttert wird.

Im zweiten Szenario „privates Eigenkapital" setzen wir den EK-Zins auf 9 Prozent und den FK-Zins auf 5 Prozent. Dies ergibt bei der 40-60-Gewichtung einen Kapitalzinssatz von 6 Prozent – einen Prozentpunkt über dem Wert, der von der Bundesnetzagentur aktuell verwendet wird.

---

[6] Dieser Ansatz ist gerechtfertigt, wenn die Neuinvestitionen zur Ausweitung des Stromnetzes bis 2021 relativ klein waren im Verhältnis zu den laufenden Netzkosten. In diesem Fall entsprechen die Netzentgelte der Summe aus Betriebskosten pro ct/kWh und der Abschreibungsrate, wenn die reine Gewinnkomponente vernachlässigt werden kann – siehe Anhang. Auf Basis der Netzbetreiberdaten ergeben sich Betriebskosten von rund 2,5 ct/kWh. Die Lebensdauer der Kapitalgüter im Stromnetzbereich wird üblicherweise auf 40 Jahre geschätzt, was einer jährlichen Abschreibungsrate von 2,5 Prozent entspricht. Mit diesen werten ergeben sich Netzentgelte von 5 ct/kWh in der Ausgangssituation.

Der hohe EK-Zins von 9 Prozent leitet sich aus den hohen Renditeerwartungen privater Investoren ab, die historisch bei privaten Infrastrukturinvestitionen auch realisiert wurden – siehe Abschnitt 3.2. Der FK-Zins von 4 Prozent liegt nur leicht über dem durchschnittlichen FK-Zins, der aktuell von der Bundesnetzagentur verwendet wird. Er ist etwas höher als der FK-Zins im Szenario „öffentliches Eigenkapital", weil anzunehmen ist, dass es weniger staatliche Garantien für Fremdkapital gibt, um die staatlichen Garantien und die Seniorität des privaten EK zu gewährleisten. Diese Garantien werden von privaten Finanzinvestoren verlangt und sind in der Regel eine Voraussetzung für die Bereitstellung privaten Eigenkapitals (siehe Abschnitt 3.2), auch wenn es aus ökonomischer Sicht fragwürdig ist, dass private Investoren hohe Renditen aufgrund einer angeblich hohen Risikoprämie fordern und gleichzeitig das Risiko durch staatliche Garantien fast vollständig eliminieren können. Es ist ein „free lunch", den es in einem funktionierenden Markt nicht geben dürfte und nur durch ein Politik- bzw. Regulierungsversagen möglich wird.[7]

Im Szenario „öffentliches Eigenkapital" steigen die durchschnittlichen Netzentgelte um 1,7 ct/kWh an.[8] Dies entspricht einem Anstieg von 34 Prozent von 5 ct/kWh auf 6,7 ct/kWh, wenn wir als Ausgangswert den historischen Wert bis 2021 nehmen. Dies zeigt, dass selbst ein großes Investitionsvolumen von 651 Milliarden Euro nur zu einem moderaten Anstieg der Netzentgelte führen wird, wenn Politik und die Regulierungsbehörden einen ökonomisch vernünftigen Ansatz zur Finanzierung und Umsetzung des Stromnetzausbaus wählen. Ein Anstieg der durchschnittlichen Netzentgelte auf über 7 ct/kWh, wie er bereits 2024 geschah, deutet hingegen auf politische bzw. regulatorische Fehler hin. Die Übertragungsnetzentgelte und die Verteilnetzentgelte steigen in dem Szenario „öffentliches Eigenkapital" ähnlich stark an, nämlich um jeweils 0,9 ct/kWh (ÜNB) und 0,8 ct/kWh (VNB). Dies sind moderate Kostensteigerungen, die prinzipiell von der Wirtschaft und den privaten Haushalten getragen werden können.

Im Szenario „privates Eigenkapital" ist der Kostenanstieg wesentlich ausgeprägter als im Positiv-Szenario mit öffentlichem Eigenkapital. Konkret steigen die durchschnittlichen Netzentgelte um 3 ct/kWh an.[9] Gegenüber dem historischen Wert von 5 ct/kWh entspricht dies einem Anstieg der Netzentgelte um 60 Prozent. Die Übertragungsnetzentgelte steigen in dem Szenario um 1,6 ct/kWh, während der Anstieg auf Ebene der VNB 1,4 ct/kWh beträgt. Eine Finanzierung mit privatem Kapital führt also im

---

7 Es ist natürlich nur ein free lunch für die Personen bzw. Unternehmen, die bereits als „Marktteilnehmer" agieren. Anders gesagt: Es gibt Eintrittsbarrieren in das lukrative Geschäft der Privatisierung der öffentlichen Infrastruktur, die nicht einfach von jeder beliebigen Person bzw. jedem beliebigen Unternehmen überwunden werden können.

8 Berechnet mit der Formel des Investitionsszenarios I, bei dem ein Frontloading der gesamten Investitionen stattfindet (siehe Anhang), steigen die Netzentgelte um 1,8 ct/kWh.

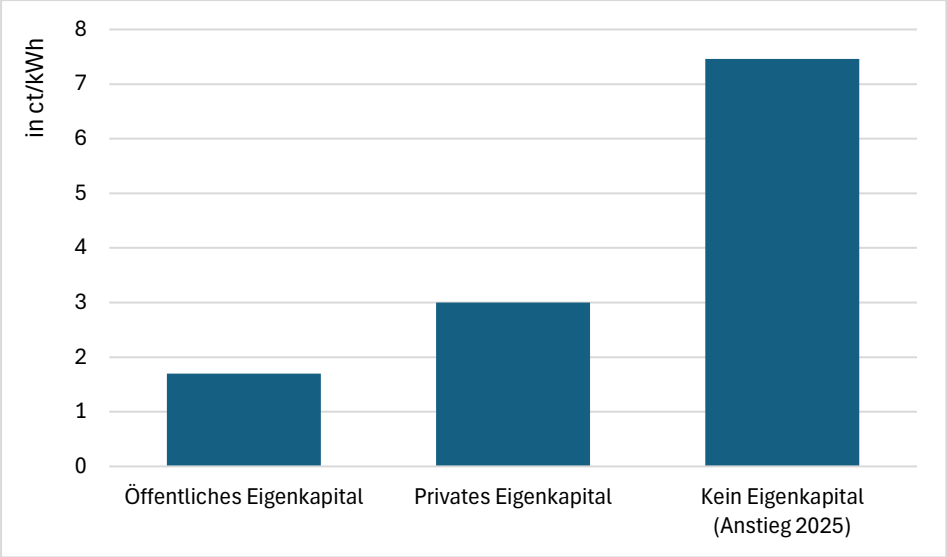
9 Im Investitionsszenario I (siehe Anhang) steigen die Netzentgelte um 3,6 ct/kWh.

Vergleich zur Option „öffentliches Eigenkapital“ zu einem deutlich stärkeren Anstieg der Stromnetzkosten und bedeutet eine jährliche Mehrbelastung der Energieverbraucher:innen, die von anfänglich 6,5 Milliarden Euro bei 500 TWh Verbrauch auf eine jährliche Mehrbelastung von 14,3 Milliarden Euro ansteigt, wenn der Netzausbau auf 1.100 TWh abgeschlossen ist. Anders gesagt: In diesem Negativ-Szenario bezahlen die deutsche Wirtschaft und die privaten Haushalte jedes Jahr bis zu 14,3 Milliarden Euro zusätzlich für die Nutzung der Stromnetze, damit internationale Finanzinvestoren wie BlackRock hohe Renditen einfahren können.

Im dritten Szenario „kein Eigenkapital“ ist der Anstieg der Netzentgelte am stärksten ausgeprägt. Im ersten Ausbaujahr würden die Netzentgelte um 7,5 ct/kWh steigen und dann langsam abfallen. Der durchschnittliche Anstieg beträgt im Zeitraum bis 2037 rund 5,5 ct/kWh (bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 680 TWh in der Periode), wobei die Übertragungsnetzentgelte um 3,2 ct/kWh und die Verteilnetzentgelte um 2,3 ct/kWh ansteigen. Bei einem Ausgangswert von 5 ct/kWh würden sich die Netzentgelte somit von 5 ct/kWh auf 10,5 ct/kWh mehr als verdoppeln. Ab 2038 fallen die durchschnittlichen Netzentgelte dann (bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 1000 TWh in der Periode) um 3,4 ct/kW auf 7,1 ct/kWh. Ab 2046 kehren sie zurück zu dem Ausgangsniveau von 5 ct/kWh.

Abbildung 5 stellt den Anstieg der Netzentgelte in den drei Finanzierungsszenarien dar. Die Ergebnisse zeigen, dass im Szenario „öffentliches Eigenkapital“ die Netzentgelte trotz des sehr großen Investitionsvolumens nur moderat steigen, so dass auch der Effekt auf die Strompreise in einem funktionierenden Strommarkt moderat ausfallen sollte. In dem Alternativ-Szenario „privates Eigenkapital“ wäre der Anstieg der Netzentgelte hingegen wesentlich ausgeprägter und im Szenario „kein Eigenkapital“ würden die Netzentgelte direkt zu Beginn des Anstiegs der Investitionen in den Netzausbau dramatisch steigen. Dies hätte entsprechend negative Konsequenzen für Wirtschaft und Gesellschaft. Das Ergebnis unserer Analyse ist also eindeutig: Eine erfolgreiche Energiewende erfordert eine massive Aufstockung des Eigenkapitals der ÜNB und VNB, und diese Ausweitung der Eigenkapitalbasis sollte mit öffentlichen Mitteln erfolgen. Anders gesagt: Die Bundesregierung und die jeweiligen Landesregierungen müssen konsequent eine Politik der öffentlichen Finanzierung öffentlicher Infrastrukturaufgaben verfolgen, wenn die Energiewende kosteneffizient und erfolgreich ausgestaltet werden soll.

Abbildung 5: Anstieg der Netzentgelte in drei Finanzierungsszenarien



Quelle: Eigene Berechnungen (siehe Anhang).
Hinweis: In den beiden Szenarien „öffentliches Kapital“ und „privates Kapital“ ist der Anstieg der Netzentgelte dauerhaft; im Szenario „kein Eigenkapital“ sind die Netzentgelte fallend im Zeitverlauf – siehe Fließtext.

3.4 Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse unserer Szenarioanalyse sind mit Unsicherheiten behaftet, die verschiedene Ursachen haben. Die folgenden Überlegungen zeigen, dass unser Hauptergebnis – moderater Anstieg der Netzentgelte im Szenario „öffentliches Eigenkapital“ und wesentlich höhere Entgeltsteigerungen in den zwei Alternativ-Szenarien – sehr robust ist.

Die erste Ursache für Ergebnisunsicherheit ist die Unsicherheit hinsichtlich der Schätzungen der Investitionsbedarfe. Unsere Analyse basiert auf der Bedarfsschätzung von Bauermann, Kaczmarczyk und Krebs (2024), die in etwa in der Mitte der vorhandenen Bedarfsschätzungen liegt. Es könnte jedoch sein, dass alle Studien die Investitionsbedarfe systematisch überschätzen, weil technologische Innovationen die Kosten senken oder Netzbetreiber einen Anreiz haben, die Investitionskosten möglichst hoch anzusetzen. Die Berücksichtigung solcher Effekte würde den notwendigen Anstieg der Netzentgelte reduzieren, aber das hauptsächliche Ergebnis unserer Analyse nicht nennenswert beeinflussen. Sollte beispielsweise der künftige Investitionsbedarf bei „nur“ 400 Milliarden Euro liegen, dann wäre die Finanzierungsoption „privates Eigenkapital“ immer noch relativ teuer im Vergleich zur Option „öffentliches Eigenkapital“, aber beide Optionen wären günstiger als im betrachteten Fall mit

Investitionskosten von 651 Milliarden Euro. Konkret würden die Netzentgelte bei einem Investitionsbedarf von 400 Milliarden Euro[10] im Szenario „öffentliches Eigenkapital“ um 1 ct/kWh,[11] im Szenario „privates Eigenkapital um 1,8 ct/kWh und im Szenario „kein Eigenkapital“ kurzfristig um 4,6 ct/kWh steigen.

Schätzungsunsicherheit besteht auch hinsichtlich der Betriebskosten pro kWh und der Abschreibungsrate für die Kapitalnutzung. Diese Unsicherheit verändert unsere Ergebnisse jedoch nicht, solange sich die Betriebskosten pro kWh oder die Abschreibungsrate durch den Netzausbau nicht nennenswert verändern werden. Anders gesagt, wenn unser Kalibrierungstarget für die Ausgangssituation nicht 5 ct/kWh wäre, dann hätte dies einen Effekt auf das Niveau der Netzentgelte vor *und* nach dem Netzausbau, aber nicht auf den Anstieg der Netzentgelte, der durch den Netzausbau verursacht wird – siehe Anhang.

Die Sachlage ist anders, wenn der Netzausbau die Betriebskosten pro kWh (oder die Abschreibungsrate) verändert. Beispielsweise ist es plausibel, dass die Betriebskosten pro kWh mit dem Netzausbau sinken, weil es positive Skaleneffekte gibt oder die Kosten für das Engpassmanagement fallen. Das Ausmaß der Effizienzgewinne durch Skalierung ist schwer abschätzbar und der Effekt aufgrund von Verbesserung beim Engpassmanagements ist wahrscheinlich eher gering, weil die Kosten des Engpassmanagements im Vergleich zum gesamten Investitionsvolumen von 651 Milliarden Euro eher klein ausfallen.[12] Unabhängig von der quantitativen Signifikanz der Effekte haben sie alle gemeinsam, dass die Auswirkungen des Netzausbaus die Netzentgelte in den drei Finanzierungsszenarien gleichmäßig senken.

Eine Studie von ef.Ruhr (2024) geht davon aus, dass der geplante Netzausbau zu einem dramatischen Anstieg der Betriebskosten pro kWh führt. Dies ist eine Folge der in der Studie getroffenen Annahme, dass das Verhältnis zwischen Betriebs- und Kapitalkosten immer 2:1 beträgt. Diese Annahme eines konstanten Verhältnisses von Betriebskosten und Kapitalkosten impliziert unweigerlich, dass in Expansionsphasen mit großvo-

[10] Ausgehend von derselben Verteilung der Investitionsbedarfe, die einen erhöhten Bedarf bis 2037 vorsehen, um das Stromnetz vollständig zu dekarbonisieren, sodass drei Viertel (74,5 Prozent) des gesamten Investitionsbedarfs auf die Zeit bis 2037 entfällt.

[11] Investitionsszenario I würde im Szenario „privates Eigenkapital“ einen Anstieg um 1,7 ct/kWh bedeuten, im Szenario „öffentliches Eigenkapital“ bliebe es nahezu unverändert.

[12] Diese Kosten sind in den letzten Jahren von 1,4 Milliarden Euro im Jahr 2020 auf 4,3 Milliarden Euro im Jahr 2022 und 3,1 Milliarden Euro im Jahr 2023 angestiegen (BNetzA, 2024d), und haben dadurch bereits zu einem Anstieg der Netzentgelte geführt. Doch dieses Kostenvolumen ist immer noch eine Größenordnung kleiner als das hier besprochene jährliche Investitionsvolumen von 37 Milliarden Euro.

lumigen Ausbauinvestitionen und daher hohen Kapitalkosten die Betriebskosten pro kWh steigen.[13] Die Annahme eines konstanten Verhältnisses von Betriebs- und Kapitalkosten in einer Phase außergewöhnlich hoher Neuinvestitionen ist weder theoretisch plausibel noch empirisch belegt, sodass die Ergebnisse der Studie entsprechend vorsichtig interpretiert werden müssen.

3.5 Studienlage

Die bereits erwähnte Studie von ef.Ruhr (2024) schätzt in ihrem Basisszenario, dass die Netzentgelte für Haushaltskunden bis 2045 um 18,0 Cent/kWh, für Gewerbekunden um 15,2 Cent/kWh und für Industriekunden um 7,0 Cent/kWh steigen könnten. Im gewichteten Mittel wird ein Anstieg von 14 Cent/kWh prognostiziert. Ausgangsbasis für die Analyse war ein geschätzter Netzausbaubedarf von circa 730 Milliarden Euro, wovon 430 Milliarden Euro auf die Verteilnetze entfielen und 300 Milliarden Euro auf die Übertragungsnetze. Die Kapitalkosten wurden mithilfe einer Annualisierungsmethode berechnet, mit einer Abschreibungsdauer von 40 Jahren, einer Fremd- und Eigenkapitalzusammensetzung von respektive 60 und 40 Prozent, und einer Verzinsung von 5,5 Prozent der jährlich anfallenden Kapitalkosten. Die Studie führt auch eine Sensitivitätsanalyse durch. Je nach Kapitalzinssatz und Betriebskosten variiert der prognostizierte Anstieg der Netzentgelte im gewichteten Mittel zwischen circa 8 und 18 Cent/kWh.

Die Studie von ef.Ruhr (2024) berechnet einen wesentlich höheren Anstieg der Netzentgelte als die vorliegende Studie, auch wenn der Kapitalzinssatz vergleichbar ist mit dem Diskontierungszins für unsere Finanzierungsoption „öffentliches Eigenkapital“ – ein Anstieg der Netzentgelte um 8 ct/kWh ist die untere Grenze in der Studie. Dieser Unterschied in den Ergebnissen kann im Wesentlichen darauf zurückgeführt werden, dass ef.Ruhr (2024) die unplausible Annahme eines konstanten Verhältnisses von Kapital- und Betriebskosten in der Ausbauphase trifft – siehe die Diskussion in 3.4.

Das Dezernat Zukunft (Kölschbach und Steitz, 2024) hat auch eine Schätzung der Auswirkungen des Netzausbaus auf die Netzentgelte veröffentlicht, die sich auf den Ausbau der Übertragungsnetze konzentriert. Die Ergebnisse sind vergleichbar mit den Ergebnissen der vorliegenden

[13] Ein einfaches Zahlenbeispiel kann den Mechanismus illustrieren. Nehmen wir an, dass in der Ausgangssituation mit einem Netz von 500 TWh die jährlichen Kapitalkosten für Ersatzinvestitionen 5 Milliarden Euro bzw. 1 ct/kWh und die jährlichen Betriebskosten 10 Milliarden Euro bzw. 2 ct/kWh betragen. In der Ausbauphase mit Neuinvestitionen von jährlich 37 Milliarden Euro würden dann die Kapitalkosten auf 42 Milliarden Euro und die Betriebskosten entsprechend auf 84 Milliarden Euro oder 17 ct/kWh steigen. Der Anstieg der Betriebskosten um 15 ct/kWh beruht vollständig auf der fragwürdigen Annahme, dass das Verhältnis von Kapitalkosten und Betriebskosten approximativ konstant ist.

Studie: Der anstehende Netzausbau könnte sehr teuer für die Stromverbraucher:innen werden, aber die Bereitstellung öffentlichen Eigenkapitals wird die Kosten des Netzausbaus erheblich senken. Konkret geht die Studie von einem jährlichen Investitionsbedarf im Übertragungsnetzbereich von 17,5 Milliarden Euro bis 2037 aus, und zwischen 2038 und 2045 fallen noch insgesamt 68 Milliarden Euro an. Die Übertragungsnetzentgelte könnten je nach Szenario bis 2045 um 30 bis 130 Prozent steigen.

Die Berechnungen des Dezernats basieren auf einer Netzkostenmodellierung, welches die Kostenstrukturen der Netzbetreiber einschließlich Betriebsausgaben, Kapitalaufwendungen sowie Fremd- und Eigenkapitalkosten analysiert. Die Studie zeigt, dass der Anteil der Kapitalfinanzierungskosten in den Gesamtnetzkosten erheblich steigen wird – von 35 Prozent auf 80 Prozent bis 2045. Der Anteil der Eigenkapitalkosten würde sich dabei von 10 Prozent auf 22 Prozent der Gesamtkosten bis 2045 erhöhen, sofern die kalkulatorische Eigenkapitalquote von 40 Prozent bestehen bleibt und die derzeitige Verzinsung als Grundlage genommen wird. Würde man die Eigenkapitallücke durch den Markt schließen wollen, so schätzen die Autoren mithilfe eines Risikomodells, dass ein Risikoaufschlag von 2 bis 2,5 Prozent zusätzlich nötig wäre, um genügend Eigenkapital zu mobilisieren.

Die Berechnungen der Studie des Dezernats Zukunft verdeutlichen ebenfalls den starken Einfluss der Finanzierungsoption auf die Netzentgelte. Gemäß der Studie würde eine Erhöhung der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung um 2 bis 2,5 Prozentpunkte zusätzliche Kosten von insgesamt bis zu 75 Milliarden Euro bis 2080 verursachen, und zu einem entsprechenden Anstieg der Übertragungsnetzentgelte führen. Die Autoren der Studie schlagen eine staatliche Beteiligung an den Übertragungsnetzbetreibern vor, um die Ausbaukosten einzudämmen. Durch die Bereitstellung von Eigenkapital durch eine staatliche Energieinfrastrukturgesellschaft oder die KfW könnten die Netzkosten bis 2080 um bis zu 100 Milliarden Euro reduziert werden.

4. Fazit

Die vorliegende Studie untersucht die Auswirkungen des notwendigen Netzausbaus und der damit verbundenen Investitionen von 651 Milliarden Euro auf die Netzentgelte. Die Ergebnisse zeigen, dass die gewählte Finanzierungsoption die Höhe der Belastungen für die Wirtschaft und die Gesellschaft maßgeblich beeinflusst. Die Option der Ausweitung des Eigenkapitals der Netzbetreiber durch öffentliches Kapital (ÖÖP) und zusätzliches Fremdkapital stellt die mit Abstand kostengünstigste Lösung dar. Mit einem moderaten Anstieg der durchschnittlichen Netzentgelte um 1,7 ct/kWh bleiben die Belastungen tragbar. Im Gegensatz dazu führt eine Finanzierung der Investitionen über privates Kapital (ÖPP) aufgrund der hohen Renditeforderungen privater Investoren zu einem erheblich stärkeren Anstieg der Netzentgelte um 3 ct/kWh, was eine fast doppelt so hohe Mehrbelastung für Verbraucher bedeutet. Bei einem vollständig ausgebauten Stromnetz und einem Verbrauch von 1.100 TWh summieren sich die Mehrbelastungen auf 14,3 Milliarden Euro pro Jahr. Die dritte untersuchte Option, nämlich eine Finanzierung der Investitionen aus den laufenden Netzerlösen (also eine Finanzierung ohne zusätzliches Eigen- oder Fremdkapital), würde die Netzentgelte kurzfristig um 7,5 ct/kWh erhöhen. Auch wenn die Netzentgelte im Laufe der Zeit deutlich zurückgingen und nach 2045 wieder auf das Ausgangsniveau fallen würden, wären die drastischen, kurzfristigen Anstiege der Netzentgelte bis 2037 für Unternehmen und Haushalte kaum tragbar. Die sozialen und wirtschaftlichen Folgen wären voraussichtlich verheerend.

Die vorliegende Studie legt somit nahe, dass ein nachhaltiger und effizienter Ausbau der Stromnetze nur mit einer massiven Stärkung der Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber möglich ist – und dies durch öffentliches Kapital erfolgen sollte, um die Kosten für Wirtschaft und Gesellschaft zu minimieren und die Energiewende sozialverträglich und wirtschaftlich tragfähig zu gestalten. Trotz der hohen Investitionssummen, die bis 2045 in den Netzausbau fließen müssen, wäre die Energiewende damit finanzier- und realisierbar, ohne für soziale oder wirtschaftliche Verwerfungen zu sorgen.

Literatur

50Hertz (2023): Das Übertragungsnetz von 50Hertz, online unter: https://www.50hertz.com/de/Netz (Abruf am 15.1.2025)

Amprion (2024): Amprion in Zahlen, online unter: https://www.amprion.net/Dokumente/Amprion/Amprion-im-Profil.pdf (Abruf am 15.1.2025)

Bauermann, T., Kaczmarczyk, P. und Krebs, T. (2024): Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe, IMK Study Nr. 97, online unter: https://www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-009011/p_imk_study_97_2024.pdf

BDEW (2024): Stromverbrauch in Deutschland, online unter: https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch_nach_Verbrauchergruppen_Vgl_10J_online_o_jaehrlich_FS_24012024.pdf (Abruf am 15.1.2025)

BDEW (2024b): Presseinformationen: BDEW zur Festlegung zur Eigenkapitalverzinsung von Neuanlagen im Strom- und Gasbereich, online unter: https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/neue-festlegung-zum-ek-zins-ueberfaellig-und-enttaeuschend/ (Abruf am 15.1.2025)

BDEW (2024c): Strompreisanalyse Dezember 2024, online unter: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_12-2024_Q796OxD.pdf (Abruf am 15.1.2025)

BDEW, Deloitte und VKU (2023): Kapital für die Energiewende: Konzeptpapier zum Energiewende-Fonds (EWF), November 2023, online unter: Bdew-Vku-Deloitte-Kapital-fuer-die-Energiewende_ZtGblNH.pdf BNetzA (2021): Kapitalkostenabgleich, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/55_KKAbgl/BK8_Kapkostenabgl (Abruf am 15.1.2025)

BNetzA (2024b): Festlegung zur Eigenkapitalverzinsung von Neuanlagen im Strom- und Gasbereich, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240124_EKZins.html (Abruf am 15.1.2025)

BNetzA (2024c): Aufschlag für besondere Nutzungen, online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/P/Par19_StromNEV_Umlage.html (Abruf am 15.1.2025)

BNetzA (2024d): Energiemarkt aktuell. Netzengpassmanagement im Jahr 2023, online unter: https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/213590 (Abruf am 15.1.2025)

BMWK (2023): Wettbewerbsfähige Strompreise für die energieintensiven Unternehmen in Deutschland und Europa sicherstellen: Arbeitspapier des BMWK

zum Industriestrompreis für das Treffen Bündnis Zukunft der Industrie, online unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Abruf am 15.1.2025)

BVEI (2023): Newsletter II/2023: Schwerpunktthema „Infrastruktur und Real Assets“, online unter: https://www.bvai.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Newsletter/Newsletter_2023/BAI_Newsletter_II_2023.pdf (Abruf am 15.1.2025)

BVMW et al. (2024): „Zur Bundestagswahl 2025: Forderungspapier desindustriellen Mittelstands,“ gemeinsames Positionspapier des BVMW, Industrieverband Feuerverzinken und VEA Dezember 2024, online unter: https://www.vea.de/files/user_upload/VEA-Hauptseite/Newsroom/Themen/2024/Dezember/Positionspapier_Bundestagswahl.pdf (Abruf am 15.1.2025)

DGB (2023): „DGB plädiert für Verlängerung und Modifizierung der Strompreisbremse,“ online unter: https://www.dgb.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/dgb-plaediert-fuer-verlaengerung-und-modifizierung-der-strompreisbremse/ (Abruf am 15.1.2025)

ef.Ruhr (2024): Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045. Eine Kurz-Studie der ef.Ruhr GmbH, im Unterauftrag unterstützt durch das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Dortmund. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf (Abruf am 15.1.2025)

Elia Group (2024): Shareholder structure und Legal structure online unter: https://investor.eliagroup.eu/en/elia-group-share/shareholder-structure (Abruf am 15.1.2025) und https://www.eliagroup.eu/en/about-elia-group/corporate-governance/legal-structure (Abruf am 15.1.2025)

EnBW (2024): Aktionärsstruktur, online unter: https://www.enbw.com/investoren/aktie/#aktionaersstruktur (Abruf am 15.1.2025)

Feld, L. und Braun, J. (2024): Öffentlicher Investitionsbedarf in Deutschland: Standortbestimmung und Potenziale privater Infrastrukturfinanzierung, Studie im Auftrag der Union Asset Management Holding AG, online unter: https://unternehmen.union-investment.de/presseservice/aktuelles/pressemitteilungenarchiv/alle-pressemitteilungen/2024/infrastruktur (Abruf am 15.1.2025)

KPMG (2024): Marktrisikoprämie und Basiszins, online unter: https://atlas.kpmg.com/de/de/deal-advisory-services/kapitalkosten-und-multiplikatoren/marktrisikopraemie-und-basiszins (Abruf am 15.1.2025)

Krebs, T. (2024): Fehldiagnose: Wie Ökonomen die Wirtschaft ruinieren und die Gesellschaft zerstören, Westend Verlag.

Krebs, T., & Weber, I. (2024): Can Price Controls Be Optimal? The Economics of the Energy Shock in Germany, IZA Discussion Paper No 17043, online unter: http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4855828 (Abruf am 15.1.2025)

McKinsey (2024): Private Markets Annual Review, online unter: https://www.mckinsey.com/industries/private-capital/our-insights/mckinseys-private-markets-annual-review#/

Kölschbach, A. und Steitz, J. (2024): Effekte staatlicher Beteiligungen auf den Stromnetzausbau, Dezernat Zukunft, online unter: https://dezernatzukunft.org/effekte-staatlicher-beteiligungen-auf-den-stromnetzausbau/ (Abruf am 15.1.2025)

PWC (2024): Anzuwendende Zinssätze für Investitionen 2025 von Gas- und Stromnetzbetreibern stehen fest, online unter: https://blogs.pwc.de/de/auf-ein-watt/article/243427/anzuwendende-zinssaetze-fuer-investitionen-2025-von-gas-und-stromnetzbetreibern-stehen-fest/ (Abruf am 15.1.2025)

Reuters (2024): Dutch weigh TenneT Germany sale options after Berlin bails on grid purchase, Juni 2024, online unter: https://www.reuters.com/business/energy/tennet-gives-up-sale-german-grid-operations-german-government-2024-06-20/ (Abruf am 15.1.2025)

Statista (2023): Kennzahlen zum deutschen Übertragungsnetz im Jahr 2023, online unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/301624/umfrage/struktur-des-deutschen-uebertragungsnetzes/ (Abruf am 15.1.2025)

TenneT (2024): Integrated Annual Report 2023, online unter: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-03/TenneT%20Integrated%20Annual%20Report%202023_0.pdf (Abruf am 15.1.2025)

TransnetBW (2024): Unternehmensporträt, online unter: https://www.transnetbw.de/de/unternehmen/portraet/wer-wir-sind (Abruf am 15.1.2025)

Union Investment (2024): Erhalt öffentlicher Infrastruktur nur noch mit privaten Investitionen möglich, online unter: https://unternehmen.union-investment.de/presseservice/aktuelles/pressemitteilungenarchiv/alle-pressemitteilungen/2024/infrastruktur (Abruf am 15.1.2025)

Autoren

Patrick Kaczmarczyk, PhD – Wissenschaftlicher Mitarbeiter (Postdoc) an der Universität Mannheim, Abteilung Volkswirtschaftslehre: patrick.kaczmarczyk@uni-mannheim.de

Prof. Tom Krebs, PhD – Professor für Makroökonomik und Wirtschaftspolitik an der Universität Mannheim, Abteilung Volkswirtschaftslehre: tkrebs@uni-mannheim.de

Anhang

1. Investitionszenario I

Wir betrachten ein Investitionsszenario, wie es in der Studie für die zwei ersten Finanzierungsoptionen beschrieben wird (privates und öffentliches Eigenkapital). Zeit wird durch die Perioden (Jahre) $t = 0, 1, \ldots$ dargestellt. Wir betrachten zuerst ein einfaches Investitionsszenario, in dem das gesamte Volumen an Ausbauinvestitionen bzw. Nettoinvestitionen, I, in dem Anfangsjahr $t = 0$ finanziert und durchgeführt wird. Wir bezeichnen den Anfangskapitalstock (Stromnetz ohne Ausbau) mit K_0 und den Kapitalstock mit Ausbauinvestitionen (Stromnetz nach Ausbau) mit K. Wir bezeichnen mit B_t die Betriebskosten im Jahr t, mit A_t den Teil des Kapitalstocks, der aufgrund von Verschleiß ersetzte werden muss (Abschreibungen), und mit X_t die Einnahmen der Netzbetreiber aus Netzentgelten (Netzerlöse).

Die Investitionen I sind lohnenswert, wenn der Barwert der (Netto)Einnahmen nicht kleiner ist als der Barwert aller Ausgaben. Die Einnahmen bzw. Netzerlöse, X_t, werden von der Regulierungsbehörde so gesetzt, dass der Barwert der Erlöse gleich dem Barwert der Ausgaben ist:[1]

$$I \; + \; \sum_{t=1}^{\infty} \frac{B_t}{(1+r)^t} \; + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{A_t}{(1+r)^t} \; = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{X_t}{(1+r)^t} \; . \tag{1}$$

Gleichung (1) ist abgeleitet aus einer ökonomischen Betrachtung, und die Einnahmen, Ausgaben und Kapitalwerte sollte daher in Geldeinheiten (Euro) angegeben werden.

In (1) steht r für den Diskontierungszinssatz, mit dem zukünftige Einnahmen und Ausgaben abdiskontiert werden. Dieser Zinssatz ist auch die Rendite auf das bereitgestellte neue Kapital, das den neuen Investitionen, I, zum Ausbau des Stromnetzes entspricht. Dies ergibt sich unmittelbar, wenn wir Gleichung (1) umschreiben (interner Zinsfuß):

$$I \; = \; \sum_{t=1}^{\infty} \frac{X_t}{(1+r)^t} \; - \sum_{t=1}^{\infty} \frac{B_t}{(1+r)^t} \; - \sum_{t=1}^{\infty} \frac{A_t}{(1+r)^t} \; . \tag{2}$$

Der Diskontierungszinssatz ergibt sich als das gewichtete Mittel von Fremdkapitalzins

[1] Zur Vereinfachung haben wir auf der linken Seite der Gleichung keine reine Gewinnkomponente eingeführt.

und Eigenkapitalzins: $r = \omega r_F + (1-\omega) r_E$. Die Bundesnetzagentur setzt üblicherweise $\omega = 0,6$. Der Eigenkapitalzins ist wiederum die Summe aus einem risikofreien Zins, r_f, und einer Risikoprämie, Δ:

$$r_E = r_f + \Delta \tag{3}$$

Wir nehmen an, dass die Betriebskosten, B_t, und Abschreibungskosten, A_t, sowie die Netzerlöse, X_t proportional zu dem eingesetzten Kapitalstock, $K = K_0 + I$ sind. Die Proportionalitätskonstanten beschreiben dann die Betriebskosten, Abschreibungen und Netzeinnahmen pro Kapital- bzw. Netzeinheit. Wir multiplizieren den Kapitalstock in Euros, K, mit einer Konstante ϕ, um den Umfang des Kapitalstocks bzw. die Kapazität des Stromnetzes in kWh zu erhalten. Die Konstante ϕ beschreibt die zusätzliche Netzkapazität, die ein Euro Investitionen erzeugt. In unsere Analyse ist $\phi = \frac{651\, Euro}{600\, kWh} = 1,1\, \frac{Euro}{kWh}$, denn Ausbauinvestitionen von 651 Milliarden Euro erzeugen zusätzliche Netzkapzität von 600 TWh. Es ergibt sich somit:

$$\begin{aligned} B_t &= b\phi K \\ A_t &= \delta\phi K \\ X_t &= x\phi K \end{aligned} \tag{4}$$

Unter Verwendung von (4) und nach Auswertung der geometrischen Reihe finden wir die folgende Bestimmungsgleichung für die Netzentgelte pro kWh, x:

$$x = r\frac{I}{\phi K} + b + \delta \tag{5}$$

mit $K = K_0 + I$.

Aus Gleichung (5) folgt unmittelbar, dass der Anstieg der Netzentgelte, der aufgrund der Ausbauinvestitionen I erfolgt, unabhängig ist von b und δ. Dies wird ersichtlich, wenn wir die Netzentgelte in der Ausgangssituation mit Stromnetz K_0 vergleichen mit den Netzentgelten nach dem Ausbau mit Stromnetz K. Die Differenz bzw. Veränderung der Netzentgelte, Δx, ist gegeben durch:

$$\Delta x = r\frac{I}{\phi K} \tag{6}$$

mit $K = K_0 * I$.

2. Investitionsszenario II

We betrachten ein Investitionsszenario ähnlich wie das erste Szenario, aber nehmen jetzt an, dass die Ausbauinvestitionen (Nettoinvestitionen) über die Jahre verteilt sind. Konkret nehmen wir an, dass in den Jahren $t = 0$ bis $t = T_1 - 1$ jährliche Nettoinvestitionen von I_1 getätigt, in den Jahren $t = T_1$ bis $t = T_2 - 1$ jährliche Nettoinvestitionen I_2 getätigt werden und ab dem Jahr T_2 die Nettoinvestitionen gleich null sind. In unserer Anwendung identifizieren wir $t = 0$ mit dem Jahr 2025 und setzte $T_1 = 13$ (Nettoinvestitionen I_1 bis einschließlich 2037), $T_2 = 21$ (Nettoinvestitionen I_2 bis einschließlich 2045), $I_1 = 37$ Mrd. Euro und $I_2 = 21$ Mrd. Euro (siehe Abbildung 4). Aus Gleichung (1) wird dann

$$\sum_{t=0}^{T_1} \frac{I_1}{(1+r)^t} + \sum_{t=T_1+1}^{T_2} \frac{I_2}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{B_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{A_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{X_t}{(1+r)^t} \,. \tag{7}$$

Wir nehmen weiterhin an, dass die Betriebskosten, B_t, und Abschreibungskosten, A_t, sowie die Netzerlöse, X_t im Jahr t proportional zu dem eingesetzten Kapitalstock im Jahr t, K_t, sind:

$$\begin{aligned} B_t &= b\phi K_t \\ A_t &= \delta\phi K_t \\ X_t &= x\phi K_t \end{aligned} \tag{8}$$

Der Kapitalstock im Jahr t ist

$$K_t = \begin{cases} K_0 + t_1 I_1 & t = 1, \ldots, T_1 \\ K_0 + T_1 I_1 + (t - T_1) I_2 & t = T_1 + 1, \ldots T_2 \\ K_0 + T_1 I_1 + (T_2 - T_1) I_2 & t = T_2 + 1, \ldots \end{cases} \tag{9}$$

Gleichung (7) kann unter Verwendung von (8) und (9) wie folgt geschrieben werden:

$$\sum_{t=0}^{T_1} \frac{I_1}{(1+r)^t} + \sum_{t=T_1+1}^{T_2} \frac{I_2}{(1+r)^t} = \tag{10}$$

$$\phi(x-b-\delta) \left[\sum_{t=1}^{T_1} \frac{(K_0 + tI_1)}{(1+r)^t} + \sum_{t=T_1+1}^{T_2} \frac{(K_0 + T_1 I_1 + (t-T_1) I_2)}{(1+r)^t} + \sum_{t=T_2+1}^{\infty} \frac{K_0 + T_1 I_1 + (T_2 - T_1) I_2}{(1+r)^t} \right] .$$

Gleichung (10) kann auch wie folgt geschrieben werden:

$$\sum_{t=0}^{T_1} \frac{I_1}{(1+r)^t} + \sum_{t=T_1+1}^{T_2} \frac{I_2}{(1+r)^t} = \tag{11}$$

$$\phi(x-b-\delta)\left[\sum_{t=1}^{\infty}\frac{K_0}{(1+r)^t}+\sum_{t=T_1+1}^{\infty}\frac{T_1 I_1}{(1+r)^t}+\sum_{t=1}^{T_1}\frac{tI_1}{(1+r)^t}\right.$$
$$\left.+\sum_{t=T_2+1}^{\infty}\frac{T_2 I_2}{(1+r)^t}-\sum_{t=T_1+1}^{\infty}\frac{T_1 I_2}{(1+r)^t}+\sum_{t=T_1+1}^{T_2}\frac{tI_2}{(1+r)^t}\right] .$$

Die Reihen in (11) können explizit berechnet werden und es ergibt sich die folgende Lösung fuer die Netzentgelte (in ct/kWh):

$$x \;=\; \frac{\alpha_1 I_1+\alpha_2 I_2}{\phi\left[\beta_0 K_0+\beta_1 I_1+\beta_2 I_2\right]}+b+\delta\,. \tag{12}$$

Dabei sind die Koeffizienten in (12) wie folgt:

$$\begin{aligned}
\alpha_1 &= \frac{\left(1+r-(1+r)^{-T_1}\right)}{r} \qquad (13)\\
\alpha_2 &= \frac{(1+r)^{-T_1}-(1+r)^{-T_2}}{r}\\
\beta_0 &= \frac{1}{r}\\
\beta_1 &= T_1\frac{(1+r)^{-T_1}}{r}+\frac{(1+r)}{r^2}\left[1-(T_1+1)(1+r)^{-T_1}+T_1(1+r)^{-(T_1+1)}\right]\\
\beta_2 &= T_2\frac{(1+r)^{-T_2}}{r}-T_1\frac{(1+r)^{-T_1}}{r}+\frac{(1+r)}{r^2}\left[1-(T_2+1)(1+r)^{-T_2}+T_2(1+r)^{-(T_2+1)}\right]\\
&\quad -\frac{(1+r)}{r^2}\left[1-(T_1+1)(1+r)^{-T_1}+T_1(1+r)^{-(T_1+1)}\right] .
\end{aligned}$$

Aus Gleichung (12) folgt unmittelbar, dass der Anstieg der Netzentgelte, Δx, der aufgrund der Ausbauinvestitionen I erfolgt, unabhängig ist von b und δ. Konkret erhalten wir

$$\Delta x \;=\; \frac{\alpha_1 I_1+\alpha_2 I_2}{\phi\left[\beta_0 K_0+\beta_1 I_1+\beta_2 I_2\right]}\,, \tag{14}$$

wenn wir eine Ausgangssituation mit K_0 und ohne Ausbauinvestitionen vergleichen mit der Situation nach Beginn des Netzausbaus mit K_0 in $t=0$ und jährlichen Neuinvestitionen I_1 bzw. I_2 in den Folgejahren.

Impressum

Herausgeber
Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK) der Hans-Böckler-Stiftung, Georg-Glock-Str. 18,
40474 Düsseldorf, Telefon +49 211 7778-312, Mail imk-publikationen@boeckler.de

Die Reihe „IMK Studies“ ist als unregelmäßig erscheinende Online-Publikation erhältlich über:
https://www.boeckler.de/imk_5023.htm

Die in diesem Papier geäußerten Standpunkte stimmen nicht unbedingt mit denen des IMK oder der Hans-Böckler-Stiftung überein.

ISSN 1861-2180

Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative Commons Lizenz:
Namensnennung 4.0 International (CC BY).

Diese Lizenz erlaubt unter Voraussetzung der Namensnennung des Urhebers die Bearbeitung, Vervielfältigung und Verbreitung des Materials in jedem Format oder Medium für beliebige Zwecke, auch kommerziell.
Den vollständigen Lizenztext finden Sie hier: https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode.de
Die Bedingungen der Creative Commons Lizenz gelten nur für Originalmaterial. Die Wiederverwendung von Material aus anderen Quellen (gekennzeichnet mit Quellenangabe) wie z. B. von Abbildungen, Tabellen, Fotos und Textauszügen erfordert ggf. weitere Nutzungsgenehmigungen durch den jeweiligen Rechteinhaber.