



Eckpunktepapier zur Anpassung des EK-Zinssatzes für Neuinvestitionen

Regulierungsökonomische Einordnung im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

15. August 2023

Vertraulichkeit

Die Branchen unserer Kunden sind durch sehr starken Wettbewerb gezeichnet und die Wahrung der Vertraulichkeit im Hinblick auf Pläne und Daten unserer Kunden ist entscheidend. NERA Economic Consulting wendet daher konsequent interne Maßnahmen zur Geheimhaltung an, um die Vertraulichkeit aller Informationen des Kunden zu schützen.

Unsere Branche ist gleichfalls sehr wettbewerbsintensiv. Wir sehen unsere Herangehensweisen und Einblicke als unser geistiges Eigentum und verlassen uns auf unsere Kunden, unsere Interessen an unseren Vorschlägen, Präsentationen, Methodologien und analytischen Techniken zu schützen. Unter keinen Umständen darf dieses Material ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

© NERA Economic Consulting

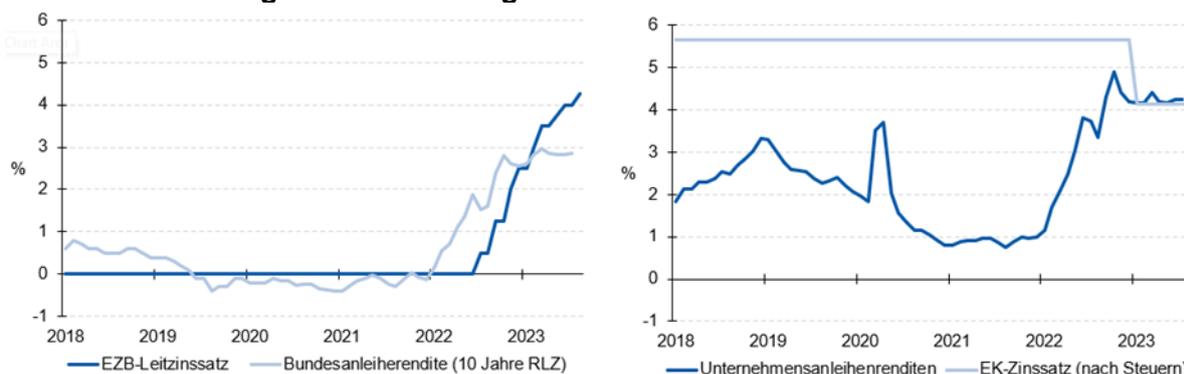
Inhalt

1.	Einleitung	1
2.	Für ein Risikoprofil kann es nur einen EK-Zinssatz geben.....	2
3.	Eine Durchfinanzierung mit Eigenkapital ist nicht möglich.....	4
4.	Die Einführung von zwei EK-Zinssätzen hätte nachteilige Implikationen.....	5
4.1.	Das Regulatory Commitment stünde in Frage.....	5
4.2.	Der Regulierungsrahmen könnte Fehlanreize setzen.....	6
4.3.	Komplexität und Intransparenz würden zunehmen.....	7
5.	Anpassung der EK-Zinssatzfestlegungen als überlegene Alternative.....	8
Anhang A.	Approximation der Auswirkungen	11
	Literaturverzeichnis	13

1. Einleitung

Die Bundesnetzagentur (2021) hat im Oktober 2021 den regulatorischen Eigenkapitalzinssatz („EK-Zinssatz“) für Strom- und Erdgasnetzbetreiber mit 5,07 % (vor Körperschaftssteuer) beziehungsweise 4,13 % (nach Steuern) festgelegt. Im Zuge der Festlegung hat die Bundesnetzagentur (2021, S. 47f.) in Aussicht gestellt, den EK-Zinssatz bei unerwarteten Änderungen des Zinsumfelds anzupassen.¹

Abbildung 1.1: Entwicklung des Zinsniveaus und des EK-Zinssatzes



Quelle: NERA-Analyse, Deutsche Bundesbank, Europäische Zentralbank, Bundesnetzagentur. Anmerkung: Die Entwicklung des EK-Zinssatzes bezieht sich auf Erdgasnetze, für die die vierte Regulierungsperiode mit dem Jahr 2023 begonnen hat.

Seit der Festlegung vom Oktober 2021 hat sich ein steiler Anstieg des generellen Zinsniveaus vollzogen. Dieser ist unter anderem auf Leitzinssatzerhöhungen durch die Europäische Zentralbank – zuletzt im Juli 2023 auf 4,25 % – mit dem Ziel, die Inflationsraten einzudämmen, zurückzuführen. Mit dem steigenden Zinsniveau sind auch die Fremdkapitalkosten deutscher Unternehmen gestiegen. Die durchschnittliche Umlaufrendite deutscher Unternehmensanleihen überschritt im September 2022 die Schwelle von 4,00 % und liegt seitdem darüber – im Juli 2023 bei 4,25 % (Deutsche Bundesbank, 2023). Die aktuellen Fremdkapitalkosten eines durchschnittlichen deutschen Unternehmens liegen damit über dem regulatorischen EK-Zinssatz für Strom- und Erdgasnetzbetreiber. Um Eigenkapital im Unternehmen zu halten beziehungsweise anzuziehen, muss der der EK-Zinssatz aufgrund des höheren Risikos von Eigenkapital aber deutlich über Fremdkapitalzinssätzen liegen.² Der Vergleich zeigt also, dass der aktuelle regulatorische EK-Zinssatz zu niedrig ist und die tatsächlichen EK-Kosten der Strom- und Erdgasnetzbetreiber nur teilweise abbildet.³

¹ Zitat Bundesnetzagentur (2021, S. 47f.): „Derzeit sind am Kapitalmarkt keinerlei Anzeichen erkennbar, dass der risikolose Basiszins innerhalb der 4. Regulierungsperiode auf [...] nicht bereits berücksichtigtes Niveau ansteigen könnte. Dennoch befürchten einige Marktteilnehmer, es könnte zu einer „Zinswende“ kommen, und die festgelegten Eigenkapitalzinssätze könnten deshalb unterperiodisch zukünftig auf einem unangemessenen niedrigem Niveau [...] liegen. Die Beschlusskammer weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass sie sich der [...] Möglichkeit bewusst ist, die [...] festgelegten Eigenkapitalzinssätze kurzfristig nachträglich zu ändern, soweit dies erforderlich werden sollte, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den Voraussetzungen [...] einer fortgesetzt angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals [...] genügen.“ Die Bundesnetzagentur schreibt von der Anpassung der EK-Zinssätze (Plural). Hierbei bezieht sich die Bundesnetzagentur auf i) den EK-Zinssatz für Neuanlagen und ii) den EK-Zinssatz für Altanlagen. Diese unterscheiden sich um eine Inflationsanpassung, da der EK-Zinssatz für Altanlagen auf eine inflationsierte Anlagenbasis angewandt wird, während der EK-Zinssatz für Neuanlagen auf zu Anschaffungs- und Herstellungskosten bewertete Anlagen angewandt wird. Bei den EK-Zinssätzen für Neuanlagen und Altanlagen handelt es sich aus ökonomischer Sicht um ein und denselben EK-Zinssatz, der einmal als nominale Größe und einmal als reale (d.h. inflationsbereinigte) Größe angegeben wird.

² Das höhere Risiko von Eigenkapital gegenüber Fremdkapital ergibt sich daraus, dass die Forderungen von Fremdkapitalgebern bevorzugt bedient werden. Eigenkapitalgeber erhalten also erst eine Verzinsung, nachdem alle Forderungen der Fremdkapitalgeber erfüllt wurden.

³ Der regulatorische EK-Zinssatz könnte nur dann gleichzeitig 1) angemessen sein und ii) unter den aktuellen Fremdkapitalkosten eines durchschnittlichen deutschen Unternehmens liegen, wenn man von extremen Risikounterschieden ausgeht. Das

Die Bundesnetzagentur hat die EK-Zinssatzfestlegungen vom Oktober 2021 bisher nicht angepasst. Stattdessen hat die Bundesnetzagentur (2023b) im Juni 2023 ein Eckpunktepapier zur Konsultation gestellt. Das Eckpunktepapier sieht eine Anpassung des EK-Zinssatzes für ab dem Jahr 2024 getätigte Investitionen vor – sogenannte „Neuinvestitionen“.⁴ Die Anpassung ist auf die vierte Regulierungsperiode befristet – also auf 2027 für Erdgasnetzbetreiber und auf 2028 für Stromnetzbetreiber. Die Anpassung beträfe somit nur einen Bruchteil der von Strom- und Erdgasnetzbetreibern getätigten Investitionen für einen begrenzten Zeitraum.⁵ Das Eckpunktepapier prognostiziert einen EK-Zinssatz in Höhe von 7,09 % (vor Körperschaftssteuer) beziehungsweise 5,78 % (nach Steuern) für im Jahr 2024 aktivierte Investitionen.⁶

Die Umsetzung des Eckpunktepapiers würde ein Regulierungssystem mit zwei EK-Zinssätzen schaffen. Anlagevermögen aus Investitionen, die vor 2024 getätigt wurden, – sogenannte „Bestandsanlagen“ – würde weiterhin mit 4,13 % (nach Steuern) verzinst werden. Für Neuinvestitionen ab 2024 käme ein prognostizierter EK-Zinssatz von 5,78 % (nach Steuern) zur Anwendung. Die Bundesnetzagentur begründet die Ungleichbehandlung von Neuinvestitionen und Bestandsanlagen damit, dass Bestandsanlagen im Niedrigzinsumfeld langfristig zu günstigen Konditionen durchfinanziert worden seien (Bundesnetzagentur 2023c; Handelsblatt, 2023).⁷

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. hat NERA Economic Consulting GmbH („NERA“) beauftragt, das Eckpunktepapier und seine Implikationen für den Regulierungsrahmen aus ökonomischer Sicht einzuordnen. Das vorliegende Papier enthält unsere Einschätzung.

2. Für ein Risikoprofil kann es nur einen EK-Zinssatz geben

Zinssätze bilden sich auf dem Kapitalmarkt aus Angebot und Nachfrage. Für ein bestimmtes Risikoprofil existiert immer nur ein Gleichgewichtszinssatz – ähnlich wie auf effizienten Märkten immer nur ein Gleichgewichtspreis für ein homogenes Gut existiert (Besanko & Braeutigam, 2011, S. 33ff. sowie Rittenberg, 2008, Kap. 13.2.). Beim Capital Asset Pricing Model („CAPM“), das den regulatorischen EK-Zinssätzen zu Grunde liegt, handelt es sich um ein Gleichgewichtsmodell. Für ein bestimmtes Risikoprofil gibt es auch dort nur einen gleichgewichtigen EK-Zinssatz (Brealy & Myers, 2001a, S. 195ff.). Bei zwei unterschiedlichen EK-Zinssätzen für dasselbe Risikoprofil hätten Unternehmen einen Anreiz, sich nur zum niedrigeren EK-Zinssatz Kapital zu beschaffen, und Kapitalgeber einen Anreiz,

Risiko deutscher Strom- und Erdgasnetzbetreiber müsste dann weit unter demjenigen durchschnittlicher Unternehmen liegen. Davon ist nicht zuletzt aufgrund des relativ hohen Verschuldungsgrads (EK-Quote von 40 %) in der deutschen Energienetzregulierung nicht auszugehen. Die Approximation der Fremdkapitalkosten der Strom- und Erdgasnetzbetreiber mit branchenübergreifenden Durchschnittswerten durch die Bundesnetzagentur bestätigt dies. Siehe Bundesnetzagentur (2023a).

⁴ Umgesetzt werden soll dies durch eine Verkürzung des Durchschnittsfensters zur Ermittlung des Basiszinssatzes von zehn Jahren auf ein Jahr. Der Basiszinssatz ist ein Parameter des Modells, das die Bundesnetzagentur zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes verwendet hat. Angesichts der Zinsentwicklung in den letzten Jahren wird die Verkürzung des Durchschnittsfensters wahrscheinlich zu einer Erhöhung des Basiszinssatzes und damit zu einer Erhöhung des Eigenkapitalzinssatzes führen.

⁵ Bei der Erdgas- und Stromnetzinfrastruktur handelt es sich um langlebige Assets, die über Jahrzehnte abgeschrieben werden. Aus diesem Grund sind auch Assets, die vor einigen Jahren oder Jahrzehnten in Betrieb genommen wurden und die noch nicht vollständig abgeschrieben sind, Bestandteil des regulatorischen Anlagevermögens.

⁶ Hierbei handelt es sich aber lediglich um eine Prognose. Der im Eckpunktepapier angelegte Ermittlungsansatz könnte theoretisch auch zu einer Reduktion des Eigenkapitalzinssatzes für Neuinvestitionen führen.

⁷ Die Hypothese der Durchfinanzierung wird in der Pressemitteilung zum Eckpunktepapier erläutert: „Die niedriger verzinsten und entsprechend abgesicherten Investitionen, die sich im Bestand der Netzbetreiber befinden, konnten in den vergangenen Jahren im Umfeld äußerst niedriger Zinssätze auch langfristig entsprechend günstig finanziert werden“ (Bundesnetzagentur, 2023c, S. 2). Der Präsident der Bundesnetzagentur äußerte gegenüber der Presse, dass alle „bisherigen Investitionen [...] nach unserer Kenntnis ordentlich durchfinanziert“ (Hervorhebung durch NERA) worden seien, weshalb „der bereits festgelegte Zins für den Bestand [...] ausreichend“ sei (Handelsblatt, 2023).

Kapital nur zum höheren EK-Zinssatz zur Verfügung zu stellen. Dies wird Anpassungsverhalten auslösen und kann kein Gleichgewicht darstellen.

Durch das Eckpunktepapier würden zwei verschiedene EK-Zinssätze entstehen. Die Koexistenz unterschiedlicher EK-Zinssätze lässt sich ökonomisch nur mit unterschiedlichen Risikoprofilen rechtfertigen. Ein höherer EK-Zinssatz für Neuinvestitionen wäre dann angemessener, wenn das Risiko bei Neuinvestitionen größer wäre als bei Bestandsinvestitionen. Sofern keine Unterschiede im Risikoprofil vorliegen, muss gemäß CAPM derselbe EK-Zinssatz für Neu- und Bestandsinvestitionen zur Anwendung kommen. In den Worten des Corporate-Finance-Standardlehrbuchs von Brealey und Myers (2001b, S. 440): Der anhand des CAPM ermittelte Zinssatz ist „die erwartete Rendite, die Investoren auf die Bestandsanlagen [...] verlangen und auch die erwartete Rendite, die sie auf Neuinvestitionen verlangen, die das Marktrisiko des Unternehmens nicht verändern.“⁸

Die Diskussion, ob das Risiko bei Neuinvestitionen höher als bei Bestandsanlagen ist und ob der EK-Zinssatz infolgedessen differenziert werden sollte, wurde in anderen Ländern bereits geführt. Auslöser dieser Diskussion war der Vorschlag eines Split Cost of Capital durch den britischen Professor Dieter Helm. Helm (2009) argumentierte, dass das Risiko von Neuinvestitionen höher sei als das Risiko von Bestandsanlagen, weshalb für Letztere ein geringerer Kapitalkostensatz Anwendung finden sollte. Regulierungsbehörden in Großbritannien, Nordirland, Australien und Neuseeland haben Helms Konzept aufgegriffen und geprüft. Im Ergebnis stand immer die Ablehnung des Konzepts. Das Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) war – mit englischer Höflichkeit – „nicht davon überzeugt, dass das Konzept des Split Cost of Capital geeignet ist“ (Ofgem, 2006, S. 4).⁹ Die Schwierigkeit, zwischen den Risiken von Neuinvestitionen und Bestandsanlagen zu differenzieren (siehe Cooper, 2012), sowie der Anstieg des regulatorischen Risikos, der mit der Einführung eines Split Cost of Capital einhergehen würde (Ofwat, 2007),¹⁰ waren im Ausland häufig ausschlaggebend für die Ablehnung des Konzepts.

Die jüngsten Regulierungsentscheidungen aus Österreich beinhalten Kapitalkostensätze, die zwischen Neuinvestitionen und Bestandsanlagen differenzieren (E-Control, 2022). Im Gegensatz zu den Regulierungsbehörden aus dem englischsprachigen Raum hat sich die E-Control nicht mit den ökonomischen Argumenten für und gegen eine solche Differenzierung auseinandergesetzt. Stattdessen scheint das Vorgehen einen Verhandlungskompromiss darzustellen.¹¹ In diesen Verhandlungen dürften regulierungsökonomische Gesichtspunkte eine untergeordnete Rolle gespielt haben. Die ökonomischen Kritikpunkte am Eckpunktepapier (siehe Kapitel 4) betreffen die Entscheidungen der E-Control in nahezu identischer Weise.

Zusammenfassend gilt: Die Differenzierung des EK-Zinssatzes lässt sich ökonomisch nur mit unterschiedlichen Risikoprofilen von Neuinvestitionen und Bestandsanlagen rechtfertigen. Die Diskussion, ob zwischen den Risiken von Neuinvestitionen und Bestandsanlagen differenziert werden sollte, wurde in der internationalen Regulierungspraxis bereits geführt. Im Ergebnis haben sich die ausländischen Regulierungsbehörden dagegen entschieden. Eine tragfähige regulierungsökonomische Begründung für die Differenzierung des EK-Zinssatzes zwischen Neuinvestitionen und Bestandsanlagen existiert auch

⁸ Übersetzung durch NERA. Originalpassage: „For example, a financial manager could estimate beta and calculate shareholders' required rate of return using the capital asset pricing model (CAPM). This would be the expected rate of return investors require on the company's existing assets and operations and also the expected return they will require on new investments that do not change the company's market risk.“

⁹ Übersetzung durch NERA. Originalzitat: „As noted above, we are not persuaded that the split cost of capital approach is appropriate.“

¹⁰ „Regulatorisches Risiko“ entsteht aus der Abhängigkeit der Profitabilität regulierter Unternehmen von Regulierungsentscheidungen. Dieses Risiko kann sich positiv (bei eher „großzügigen“ Entscheidungen) oder negativ (bei eher „strengen“ Entscheidungen) realisieren.

¹¹ So verweist die E-Control auf die „intensiven Diskussionen und Abwägungen“ und schränkt direkt ein, dass die „Systematik zweier Finanzierungskostensätze [...] unpräjudiziell für die folgenden Perioden“ sei (E-Control, 2022, S. 62).

im deutschen Fall nicht. Eine Durchfinanzierung mit Eigenkapital, wie im Eckpunktepapier geltend gemacht, ist nämlich nicht möglich.

3. Eine Durchfinanzierung mit Eigenkapital ist nicht möglich

Das Eckpunktepapier begründet die Differenzierung zwischen Neuinvestitionen und Bestandsanlagen nicht mit unterschiedlichen Risikoprofilen. Stattdessen wird geltend gemacht, dass Bestandsanlagen im Niedrigzinsumfeld langfristig zu günstigen Konditionen durchfinanziert worden seien (Bundesnetzagentur, 2023c; Handelsblatt, 2023). Eine solche Durchfinanzierung ist auf der Fremdkapitalseite möglich, wo Zinssätze in Anleihen und Kreditverträgen festgeschrieben werden können. Auf der Eigenkapitalseite ist sie es jedoch nicht. Beim EK-Zinssatz handelt es sich per Definition um ein vorwärtsgewandtes Konzept.

Der EK-Zinssatz entspricht der Kompensation, die Kapitalgeber für ein Investment mit einem bestimmten Risikoprofil erwarten. Diese erwartete Kompensation ergibt sich – gemäß dem Prinzip der Opportunitätskosten – aus der erwarteten EK-Rendite der nächstbesten Alternative (Brealy & Myers, 2010, S. 232). Diese wiederum entspricht dem Residuum aus erwarteten Erträgen und festgeschriebenen Zahlungen an Fremdkapitalgeber. Die erwartete EK-Rendite der nächstbesten Alternative hängt daher von Erwartungen über Gewinne, Wachstum, Risiken und Marktverhältnisse in der Zukunft ab. Da sich diese Erwartungen nicht fixieren lassen, lässt sich auch die erwartete EK-Rendite der nächstbesten Alternative, und damit der EK-Zinssatz, nicht fixieren. Wie hoch die Renditeerwartungen in der Vergangenheit waren und ob sie erfüllt wurden oder nicht, spielt für den gegenwärtigen EK-Zinssatz keine Rolle.

Die inhärente Vorwärtsgewandtheit des EK-Zinssatzes zeigt sich auch am Verhalten von Anlegern. Angenommen ein Netzbetreiber hätte zwei Kapitalerhöhungen vorgenommen und dabei jeweils Stammaktien ausgegeben – die erste vor zwei Jahren und die zweite vor zwei Wochen: Anlegern – egal ob privaten Kleinanlegern oder milliardenschweren Pensionsfonds – wird es egal sein, ob die Aktien in ihrem Portfolio aus der ersten oder der zweiten Kapitalerhöhung stammen. Der Grund: Die erwartete Rendite der Aktien ist allein von Zukunftsfaktoren abhängig. Ob eine Aktie vor zwei Wochen oder zwei Jahren ausgegeben wurde, spielt für die erwartete Rendite keine Rolle. Kein Anleger hätte geringere Renditeerwartungen an die älteren Aktien, nur weil sie in einem Kapitalmarktumfeld mit niedrigeren Zinsen ausgegeben wurden.¹²

Für die Vorwärtsgewandtheit des EK-Zinssatzes finden sich in der akademischen Literatur, in Lehrbüchern und in Dokumenten aus Regulierungsverfahren unzählige Belege. Das Kapitalkosten-Handbuch von Grabowsky et al. (2017, S. 3.2) schreibt: „*Der risikolose Zinssatz und die Marktrisikoprämie sind, wie alle Komponenten des EK-Zinssatzes (und der EK-Zinssatz selbst), vorausschauende Konzepte.*“¹³ Im Regulierungskontext hat sich zuletzt der Australian Energy Regulator (AER) explizit mit der Perspektive bei der Kapitalkostenermittlung auseinandergesetzt. Das von der Behörde beauftragte Gutachten stellt fest, dass der „*EK-Zinssatz per Definition vorausschauend ist*“ (Lally, 2021, S. 21).¹⁴

Aus der inhärenten Vorwärtsgewandtheit des EK-Zinssatzes folgt, dass sich ein EK-Zinssatz nicht fixieren oder einfrieren lässt. Das Eckpunktepapier fußt daher auf einer inkorrekten und auch praxisfernen Sichtweise auf Eigenkapital. Die Hypothese der Durchfinanzierung mit Eigenkapital widerspricht

¹² Hätte der Netzbetreiber festverzinsliche Anleihen statt Stammaktien emittiert, lägen die Dinge anders. Dann müssten Fremdkapitalinvestoren, die sich vor zwei Jahren die erste Anleihe gesichert haben, weiterhin mit dem dort festgeschriebenen Kupon beziehungsweise Zinssatz kalkulieren.

¹³ Übersetzung durch NERA. Originalzitat: „*The risk-free rate and the ERP, like all components of the cost of equity capital (and the cost of equity itself), are forward-looking concepts.*“

¹⁴ Übersetzung durch NERA. Originalzitat: „*By definition the cost of equity is forward looking.*“

im Übrigen der Funktionsweise des Regulierungsrahmens. Angenommen Netzbetreiber würden den EK-Zinssatz aus dem Jahr, in dem eine Investition getätigt wurde, tatsächlich einfrieren: Dann wäre es inkonsistent, den EK-Zinssatz beim Übergang in neue Regulierungsperioden anzupassen. Für eine Investition aus dem Jahr 2010 müsste dann weiterhin der EK-Zinssatz in Höhe von 7,83 % (nach Steuern) aus der ersten Regulierungsperiode gelten.¹⁵ Es wäre opportunistisch, nur bei günstigen Finanzierungskonditionen von einer Durchfinanzierung auszugehen. Die – ohnehin falsche – Hypothese der Durchfinanzierung ist überdies inkonsistent mit dem im Eckpunktepapier angelegten Mechanismus selbst. Wenn Netzbetreiber bei einer Investition im Jahr 2024 den prognostizierten EK-Zinssatz in Höhe von 5,78 % (nach Steuern) einfrieren könnten, dürfte das Eckpunktepapier keine Aktualisierung des anwendbaren EK-Zinssatzes schon im Jahr 2025 vorsehen.

4. Die Einführung von zwei EK-Zinssätzen hätte nachteilige Implikationen

Die Energiewende macht in den nächsten Jahren massive Netzinvestitionen erforderlich. Dies gilt insbesondere für die Übertragungs- und Stromverteilnetzbetreiber. Die Investitionen werden benötigt, um Strom (und perspektivisch auch Wasserstoff) aus erneuerbaren Quellen ins Energiesystem zu integrieren und um die Sektoren Wärme und Verkehr klimaneutral zu machen. Damit die nötigen Investitionen zustande kommen und damit Netznutzer nicht über Maß belastet werden, braucht es einen gut funktionierenden Regulierungsrahmen.¹⁶ Ein solcher ist transparent und unkompliziert. Er setzt die richtigen Anreize und schafft Vertrauen. Die Umsetzung des Eckpunktepapiers hätte, wie in den folgenden Unterkapiteln gezeigt, nachteilige Implikationen in diesen Kategorien.

4.1. Das Regulatory Commitment stünde in Frage

Infrastrukturinvestitionen sind langfristig und irreversibel. Kapitalgeber müssen darauf vertrauen, dass die Regulierungsbehörde ihre Zusage einhält, die Rückgewinnung von Investitionskosten inklusive einer angemessenen Verzinsung über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten zu ermöglichen. Sobald eine Investition getätigt ist, haben Regulierungsbehörden aber einen Anreiz, hinter ihre Zusage zurückzufallen. Dieses Commitment-Problem gilt in der akademischen Literatur als zentrale Herausforderung bei der Infrastrukturregulierung (Armstrong & Sappington, 2007, S. 1557-1700). Regulierungsbehörden können sie meistern und Vertrauen schaffen, indem sie berechenbar handeln (Stern, 2014). Dementsprechend definiert die OECD (2011, S. 11f.) Konsistenz, Stabilität und Vorhersehbarkeit als erforderlich, um opportunistisches Verhalten seitens der Regulierungsbehörde einzuschränken.

Der Vorschlag im Eckpunktepapier, den EK-Zinssatz nur für Neuinvestitionen zu erhöhen, und nur für diese eine angemessene EK-Verzinsung in Aussicht zu stellen, lässt sich als Bruch des Regulatory Commitment interpretieren. Das Eckpunktepapier bringt zum Ausdruck, dass die Bundesnetzagentur den aktuellen EK-Zinssatz in Höhe von 4,13 % (nach Steuern) für unzureichend hält, um Investitionen anzureizen. Die Korrektur hin zu einem angemessenen EK-Zinssatz soll aber nur für Neuinvestitionen erfolgen, die von den Netzbetreibern noch zurückgehalten werden könnten. Bei bereits getätigten Investitionen bliebe den Netzbetreibern die Rückgewinnung der angemessenen Kosten (hier: der EK-Kosten) verwehrt.

¹⁵ Die erste Regulierungsperiode dauerte für Stromnetzbetreiber von 2009 bis 2013. Für Gasnetzbetreiber endete sie bereits im Jahr 2012. Die Bundesnetzagentur hat den EK-Zinssatz für die erste Regulierungsperiode mit 9,29 % (vor Körperschaftsteuer) festgelegt. Dies entspricht 7,83 % (nach Steuern). Bundesnetzagentur (2008).

¹⁶ Unter einem gut funktionierenden Regulierungsrahmen verstehen wir einen Regulierungsrahmen, der langfristig wohlfahrtsmaximierend ist. Merkmale solcher Regulierungssysteme sind 1) die Möglichkeit für Netzbetreiber, ihre Kosten zu decken (Erlösstandard), 2) Anreiz zu effizientem Handeln für den Netzbetreiber (Anreizstandard) und 3) etablierte und transparente Prozesse (Prozessstandard). Zu den Anforderungen an Regulierungssysteme siehe auch Bonbright et al. (1988, S. 382-387).

Problematisch daran ist aus ökonomischer Sicht nicht, dass Netzbetreiber geringere Erlöse als erhofft erzielen oder dass sich Netzbetreiber ungerecht behandelt fühlen. Problematisch ist die Wahrnehmung aktueller und potenzieller Kapitalgeber, dass die Regulierungsbehörde Entscheidungen trifft, die ihr Commitment an Kapitalgeber, Investitionskosten inklusive einer angemessenen Kapitalverzinsung zurückverdienen zu können, in Frage stellen. Kapitalgeber preisen diese Wahrnehmung als Risiko ein, was ihre Kapitalkosten erhöht (Vogelsang, 2012). Diese Mehrkosten, die vor dem Bruch des Regulatory Commitment nicht existierten, führen zu Wohlfahrtsverlusten und müssen letztlich von den Netznutzern getragen werden.

Problematisch ist überdies, dass der Vorschlag der Bundesnetzagentur, nur den EK-Zinssatz für Neuinvestitionen anzupassen, die Marktteilnehmer vollkommen überrascht hat. Angesichts des rasanten Zinsanstiegs bestand die Markterwartung in einer Anpassung der EK-Zinssatzfestlegungen aus Oktober 2021 – wie in ebendiesen Festlegungen für den eingetretenen Fall in Aussicht gestellt (Bundesnetzagentur, 2021, S. 47f.). Die Bundesnetzagentur hat zur Erwartungshaltung, dass ihre Anpassung Neuinvestitionen und Bestandsanlagen betreffen würde, beigetragen. Im Rahmen der Festlegung und auch in Beiträgen der Bundesnetzagentur auf Fachveranstaltungen war nach unserem Kenntnisstand nie die Rede davon, eine etwaige Erhöhung des EK-Zinssatzes nur auf Neuinvestitionen anzuwenden (siehe Energate Messenger, 2023). Die Umsetzung des Eckpunktepapiers würde daher zu einem Bruch mit den Markterwartungen und zu Vertrauensverlusten führen. Potenzielle Kapitalgeber würden die Vorhersehbarkeit des deutschen Regulierungsrahmens neu bewerten. All dies erschwert glaubhaftes „Regulatory Commitment“ und führt zu wohlfahrtsreduzierenden Mehrkosten (Voelz, 2023, S. 22).¹⁷

In der Praxis finden sich immer wieder Beispiele, in denen Regulierungsbehörden ihr Commitment gebrochen haben oder unvorhersehbar gehandelt haben und dadurch wohlfahrtsreduzierende Effekte eingetreten sind – zuletzt in Finnland. Dort hat die Regulierungsbehörde während der Regulierungsperiode die Preisindizes zur Bewertung des regulatorischen Anlagevermögens angepasst. Diese Anpassung kam unerwartet und brach das Commitment gegenüber den Netzbetreibern, Effizienzgewinne aus Investitionskostenenkungen einbehalten zu dürfen.¹⁸ Kapitalgeber preisen ihr reduziertes Vertrauen in den finnische Regulierungsrahmens seitdem ein. Dies zeigt sich daran, dass Ratingagenturen ihre Einschätzung zur Stabilität des finnischen Regulierungsrahmens angepasst haben (S&P Global Ratings, 2022). Die daraus resultierenden Bonitätsabstufungen bei finnischen Netzbetreibern schaffen wohlfahrtsreduzierende Mehrkosten.

4.2. Der Regulierungsrahmen könnte Fehlanreize setzen

Mit der Umsetzung des Eckpunktepapiers würden zwei unterschiedliche EK-Zinssätze entstehen. Welcher der beiden Zinssätze anwendbar wäre, hinge vom Aktivierungszeitpunkt einer Anlage ab. Dies schafft für Netzbetreiber den Fehlanreiz, das Timing von Ausbaumaßnahmen mit Blick auf den höheren der beiden Zinssätze zu optimieren. Zu solchen Anreizen sollte es in einem gut funktionierenden Regulierungsrahmen nicht kommen. Ein gut funktionierender Regulierungsrahmen reizt Netzbetreiber dazu an, erforderliche Investitionen möglichst schnell und möglichst effizient zu realisieren.

¹⁷ Zitat: „Unvorhergesehene, plötzliche oder nachträgliche Änderungen können als erhöhtes regulatorisches Risiko gesehen werden“ (Voelz, 2023, S. 22). Bei der Autorin handelt es sich um eine Mitarbeiterin der Ratingagentur Moody's.

¹⁸ In Finnland erfolgt die Bewertung des regulatorischen Anlagevermögens auf der Basis von standardisierten Kosten (englisch „Unit Costs“). Wenn die tatsächlichen Investitionskosten unter den standardisierten Kosten liegen, erzielt der Netzbetreiber Effizienzgewinne. Die Chance auf diese Effizienzgewinne schafft für Netzbetreiber einen Anreiz, die Investitionskosten zu minimieren. Die finnische Regulierungsbehörde hat die Preisindizes zur Ermittlung der standardisierten Kosten unerwartet angepasst und ist dadurch hinter ihr Commitment, Effizienzgewinne aus Investitionskostenenkungen bei Netzbetreibern zu belassen, zurückgefallen.

Das Eckpunktepapier setzt sich mit seiner Anreizwirkung auseinander – mit dem Ergebnis, dass es Anreize zur frühzeitigen Fertigstellung von Anlagen schaffen würde. Zwei Gegenbeispiele verdeutlichen, dass dies zumindest nicht generell zutrifft:

- Angenommen ein Netzbetreiber hätte die Option, eine neue Anlage entweder im Dezember 2023 fertigzustellen oder die Fertigstellung ins Jahr 2024 hinauszuzögern. Bei Fertigstellung im Jahr 2023 würde diese Investition zwischen 2024 und 2027 mit einem EK-Zinssatz in Höhe von 4,13 % (nach Steuern) verzinst werden.¹⁹ Bei Fertigstellung im Jahr 2024 fände der prognostizierte EK-Zinssatz für Neuinvestitionen von 5,78 % (nach Steuern) Anwendung. Das rationale Vorgehen für diesen Netzbetreiber bestünde darin, die Fertigstellung in das Jahr 2024 hinauszuzögern.
- Angenommen das risikolose Zinsniveau kehrt im Jahr 2027 wieder auf 0,00 % zurück. Der EK-Zinssatz für Neuinvestitionen im Jahr 2027 würde dann gemäß Eckpunktepapier 3,00 % (nach Steuern) betragen.²⁰ Sollte die Bundesnetzagentur im Jahr 2026 einen EK-Zinssatz für die fünfte Regulierungsperiode festgelegt haben, der diesen Wert (deutlich) übersteigt, könnten Netzbetreiber einen Anreiz haben, Investitionen in die fünfte Regulierungsperiode hinauszuzögern.²¹

Ob diese Szenarien eintreten, hängt von der Entwicklung des Zinsniveaus sowie der Geschäftsausrichtung der Netzbetreiber ab. In Deutschland ist es aber in der Vergangenheit bereits dazu gekommen, dass Netzbetreiber das Timing ihrer Investitionen mit Blick auf Fehlanreize im Regulierungsrahmen optimiert haben (Energate Messenger, 2019). Der Gesetzgeber hat den Kapitalkostenabgleich nicht zuletzt deshalb eingeführt. Auch vor diesem Hintergrund erscheint die Einführung von differenzierten EK-Zinssätzen nachteilig.

4.3. Komplexität und Intransparenz würden zunehmen

Transparenz und Einfachheit sind Merkmale gut funktionierender Regulierungssysteme. Der Thinktank Agora Energiewende (2023) bezeichnet Transparenz als „zentrale Erfolgsbedingung für eine effiziente Energiewende“. Die Transparenz des Regulierungsprozesses spielt auch bei der Bonitätsbewertung regulierter Netzbetreiber eine hervorgehobene Rolle. Bei Moody's fließen Transparenz und damit verwandte Aspekte mit einem Gewicht von 15,00 % ein (Moody's Investors Service, 2022, S. 9).²² Moody's betrachtet „mangelnde Transparenz hinsichtlich wesentlicher Regulierungsparameter“ im europäischen Vergleich als Schwachstelle des deutschen Regulierungsrahmens (Voelz, 2023, S. 16). „Zahlreiche Einzelentscheidungen anstelle einer allumfassenden Regulierungsentscheidung“ schränken die Transparenz des deutschen Systems demnach ein (Voelz, 2023, S. 16). Verbraucherschützer schlagen in dieselbe Kerbe. Sie haben die Praxis zur Ermittlung der Netzentgelte in Deutschland in der Vergangenheit als „unverständlich und intransparent“ eingestuft (Verbraucherzentrale Bundesverband, 2020, S. 1). Seitdem laufen Bemühungen, den Regulierungsprozess transparenter zu gestalten (Bundesnetzagentur, 2023d).

Die Umsetzung des Eckpunktepapiers würde diesen Bemühungen zuwiderlaufen. Die Komplexität würde steigen. Dabei ist es bereits heute für Außenstehende schwer zu durchschauen, welcher Zinssatz

¹⁹ Der angegebene Zeitraum gilt für Gasnetzbetreiber. Bei Stromnetzbetreibern reicht der Zeitraum von 2024 bis 2028.

²⁰ Dieser Wert ergibt sich aus einem Basiszinssatz in Höhe von 0,00 % und einem Wagniszuschlag in Höhe von 3,00 %. Ein EK-Zinssatz in dieser Größenordnung wäre auch in einem risikolosen Zinsumfeld um 0,00 % präzedenzlos niedrig. Das Eckpunktepapier sieht einen Mechanismus vor, der den EK-Zinssatz gegenüber dem Status Quo, der im internationalen Vergleich bereits außerordentlich niedrig ist, noch weiter reduzieren könnte. Siehe NERA (2021).

²¹ Grundsätzlich könnte dieser Anreiz auch ohne einen separaten EK-Zinssatz für Neuinvestitionen entstehen. Allerdings würde das Eckpunktepapier die Wahrscheinlichkeit, dass der EK-Zinssatz im Kapitalkostenaufschlag stark vom EK-Zinssatz für die fünfte Regulierungsperiode abweicht, erhöhen, da der EK-Zinssatz gemäß Eckpunktepapier auf einem einjährigen Durchschnitt des Basiszinssatzes basiert, was die Volatilität erhöht.

²² Das angegebene Gewicht von 15,00 % bezieht sich auf den Faktor „Stabilität und Vorhersehbarkeit des Regulierungsrahmens“.

wofür gilt. Jeder Berater oder Banker, der in den letzten Jahren Netztransaktionen in Deutschland begleitet hat, kann dies bestätigen. Auf die erste Frage potenzieller Kapitalgeber – *Wie hoch sind die regulatorischen Kapitalkosten?* – hat der deutsche Regulierungsrahmen keine einfache Antwort. Ein separater EK-Zinssatz für Neuinvestitionen, der sich von Jahr zu Jahr ändert, würde den Regulierungsrahmen weiter verkomplizieren. Die Komplexität würde darin gipfeln, dass potenzielle Kapitalgeber die tatsächlich anwendbaren EK-Zinssätze erst im Nachhinein kennen würden.²³

Die Umsetzung des Eckpunktepapiers würde auch die Transparenz des Regulierungsrahmens einschränken. Bisher existiert für Strom- und Erdgasnetzbetreiber je ein öffentlich verfügbarer Beschluss zum EK-Zinssatz. Aus den Beschlüssen können Netzbetreiber, Netznutzer und die interessierte Öffentlichkeit ablesen, welche EK-Verzinsung den Netzbetreibern zugestanden wird. Nach der Umsetzung des Eckpunktepapiers wäre dies nicht länger möglich. Um die einem bestimmten Netzbetreiber zugestandene EK-Verzinsung zu ermitteln, wären dann jährliche Zinsberechnungen und unternehmensspezifische Investitionspläne erforderlich. Letztere sind nicht frei verfügbar.

Zusammengefasst hätte die Umsetzung des Eckpunktepapiers nachteilige Folgen bei Transparenz und Komplexität. Der Regulierungsaufwand würde steigen. Kapitalgeber mit geringer Renditeerwartung, die sich auf einfach verständliche Investments mit geringem Risiko fokussieren, könnten abgeschreckt werden. Die Kontrolle des Regulierungsprozesses durch Netznutzer, Gerichte und Öffentlichkeit wäre erschwert. Zuletzt erhöhen Intransparenz und Komplexität im Regulierungsprozess die Finanzierungskosten der Netzbetreiber.

5. Anpassung der EK-Zinssatzfestlegungen als überlegene Alternative

Potenzielle Kapitalgeber prüfen vor einem Investment das Verhältnis aus erwarteter Rendite und Risiko. Bei Investments in Netzbetreiber hängt die erwartete Rendite maßgeblich von der erlaubten Verzinsung des Anlagevermögens ab – hierzu zählen Bestandsanlagen und Neuinvestitionen gleichermaßen. Anders ausgedrückt: Ein potenzieller Kapitalgeber hat nicht die Option, nur die Neuinvestitionen eines Netzbetreibers zu finanzieren. Er stellt sein Eigenkapital dem Gesamtunternehmen zur Verfügung. Die Profitabilität seines Investments hängt daher von der Verzinsung des Gesamtkapitals ab. Mit differenzierten EK-Zinssätzen für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen ergibt sich die erwartete Rendite als gewichteter Durchschnitt aus den beiden EK-Zinssätzen. Einschätzungen von Ratingagenturen zum Eckpunktepapier reflektieren diese Sichtweise. Moody's (2023, S. 2) kommentiert, dass die *„Entscheidung der BNetzA, Bestandsanlagen auszuklammern, die positiven Cashflow-Effekte erheblich einschränkt, da höhere Renditen auf Neuinvestitionen [...] verwässern.“*²⁴

In der Beurteilung, ob deutsche Strom- und Erdgasnetzbetreiber ein attraktives Investment darstellen, würden potenzielle Kapitalgeber also nicht mit dem EK-Zinssatz in Höhe von 5,78 % (nach Steuern) aus dem Eckpunktepapier kalkulieren, sondern mit einem gewichteten Durchschnitt aus dem EK-Zinssatz für Neuinvestitionen und dem EK-Zinssatz für Bestandsanlagen in Höhe von 4,13 % (nach Steuern). Die Gewichtung wäre netzbetreiberspezifisch und würde vom Verhältnis aus Bestandsanlagen und geplanten Neuinvestitionen abhängen. Für die Gesamtheit der deutschen Strom- und Erdgasnetzbetreiber lässt sich eine grobe Approximation vornehmen (siehe Anhang A). Diese ergibt einen effektiven EK-

²³ Ein ex-post Abgleich einzelner Kapitalkostenparameter mit den realisierten Werten ist in der europäischen Regulierungspraxis ungewöhnlich. Beispiele dafür sind uns nicht bekannt.

²⁴ Übersetzung durch NERA. Originalzitat: *„BNetzA's decision to exclude existing RAB assets materially limits the positive cash flow impact for grid operators, because higher equity returns on new investments are diluted by the dominance of the current RAB which continues to be remunerated with the 5.07% cost of equity set in October 2021.“*

Zinssatz von 4,22 % (nach Steuern) für das Jahr 2024.²⁵ Aus der Sicht potenzieller Kapitalgeber hätte die Umsetzung des Eckpunktepapiers demnach einen ähnlichen Effekt wie eine Erhöhung des EK-Zinssatzes (für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen) um ungefähr 0,09 %-Punkte. Die Umsetzung des Eckpunktepapiers würde also nicht dazu führen, dass die erlaubte EK-Verzinsung für Strom- und Erdgasnetzbetreiber ein kapitalmarktgerechtes Niveau erreicht. Sie würde immer noch im Bereich aktueller Fremdkapitalzinssätze liegen (siehe Kapitel 1).

Tabelle 5.1: Vergleich der Handlungsoptionen

	Beabsichtigte Neuregelung gemäß Eckpunktepapier	Alternative: Vollständige Neufestlegung der EK-Zinssätze
Anpassung für ...		
Neuinvestitionen	Ja	Ja
Bestandsanlagen	Nein	Ja
Wirkung auf ...		
Investitionsanreize	-	+
Wahrnehmung Regulierungsrahmen	-	+
Fehlanreize	-	+
Komplexität	-	+
Intransparenz	-	+
Gesamtbeurteilung	Nachteilig	Vorteilhaft

Quelle: NERA-Analyse.

Das Eckpunktepapier hält im aktuellen Marktumfeld einen EK-Zinssatz in Höhe von 5,78 % (nach Steuern) für erforderlich, um Investitionen in deutsche Strom- und Erdgasnetze anzureizen. Teilt man die Einschätzung, dass der derzeit angemessene EK-Zinssatz in dieser Größenordnung liegt, sollten die EK-Zinssatzfestlegungen aus Oktober 2021 dahingehend angepasst werden. Der Wert von 5,78 % (nach Steuern) sollte also auch für Bestandsanlagen gelten. Dies hätte (wie Tabelle 5.1 zeigt) signifikante Vorteile gegenüber der Umsetzung des Eckpunktepapiers: Die Investitionsanreize würden steigen. Das Vertrauen in den Regulierungsrahmen, Kosten auch in volatilen Zeiten zurückverdienen zu können, wäre gestärkt. Mögliche Fehlanreize zur Verzögerung von Investitionen wären vermieden. Die Komplexität würde nicht noch weiter zunehmen und der Regulierungsprozess wäre transparenter. All diese Aspekte würden einen kosteneffizienten Umbau der Energieversorgung begünstigen.

Als Nachteil der Anpassung des EK-Zinssatzes auch für Bestandsinvestitionen könnten die damit verbundenen Netzentgeltanstiege gesehen werden. Diese Sichtweise missachtet jedoch, dass Netzentgelte aus wohlfahrtsökonomischer Sicht nicht dann optimal sind, wenn sie möglichst gering sind, sondern wenn sie die effizienten Kosten des Netzbetriebs widerspiegeln. Dies ist aus mindestens zwei Gründen der Fall: Erstens könnten Kostenunterdeckungen bei Netzbetreibern zum Ausbleiben erforderlicher Investitionen führen. Die damit verbundenen gesellschaftlichen Kosten dürften Netzentgeltanstiege aus EK-Zinssatz-Anpassungen um ein Vielfaches übersteigen. Zweitens werden Ressourcen und Güter gemäß ökonomischer Theorie ineffizient genutzt, wenn der Preis eines Gutes unter seinen ökonomischen Kosten liegt. Anders ausgedrückt: Der Netzausbau ist mit hohen Kosten verbunden. Es ist

²⁵ Bis zum Jahr 2027 (für Gasnetze) beziehungsweise 2028 (für Stromnetze) würde der Effekt zunehmen, wenn das risikolose Zinsniveau auf dem aktuellen Niveau bleibt oder weiter steigt.

unumgänglich und aus wohlfahrtsökonomischer Sicht auch nicht zu bedauern, dass diese Kosten bei den Netznutzern ankommen.²⁶

Zusammengefasst hätte die Anpassung des EK-Zinssatzes auch für Bestandsanlagen signifikante Vorteile gegenüber der Umsetzung des Eckpunktepapiers. Von der Umsetzung des Eckpunktepapiers raten wir daher ab. Stattdessen sollte der EK-Zinssatz (für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen) auf ein dem Zinsumfeld angemessenes Niveau angehoben werden. Dieses Niveau muss deutlich über den aktuellen Fremdkapitalkosten deutscher Unternehmen liegen. Der Durchschnitt der europäischen Vergleichsentscheidungen aus dem Festlegungszeitpunkt in Höhe von 6,13 % (nach Steuern) erfüllt dieses Kriterium weiterhin.²⁷

²⁶ Auch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) setzt das Regulierungsziel, dass Netzentgelte die Fixkosten der Netzbetreiber widerspiegeln sollen. Steigende Investitionsvolumina oder Finanzierungskosten müssen dann zu Steigerungen der Netzentgelte führen (ACER, 2023).

²⁷ Siehe NERA (2021, S. ii). Eine Aktualisierung des Gutachtens (Stand: März 2023) führt zu einer marginalen Erhöhung des Durchschnitts auf 6,17 % (nach Steuern). Einbezogene Länder: Österreich, Belgien, Schweiz, Dänemark, Spanien, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Portugal, Schweden. Harmonisierung aller Vergleichswerte auf nominale Nach-Steuer-Werte bei einer unterstellten EK-Quote von 40 %.

Anhang A. Approximation der Auswirkungen

Tabelle 5.2: Approximation der quantitativen Auswirkungen einer Umsetzung des Eckpunktepapiers im Jahr 2024

	Status Quo	Eckpunkte	Äquivalenz	Quelle
EK-Zinssätze (%)				
A Bestand - nominal, vor Steuer	5,07	5,07	5,18	(I)
B Bestand - nominal, nach Steuer	4,13	4,13	4,22	= A / 1,226
C Bestand - real, vor Steuer	3,51	3,51	3,62	= (B – 1,27 %) * 1,226
D Neuinvestitionen - nominal, vor Steuer	5,07	7,09	5,18	(II)
Bestandsanlagen (Mrd. Euro)				
E Anlagen	235,79	235,79	235,79	(III)
F EK - Altanlagen	28,29	28,29	28,29	= E * 40 % * 30 % (IV)
G EK - Neuanlagen	66,02	66,02	66,02	= E * 40 % * 70 %
H EK-Verzinsung - Altanlagen	0,99	0,99	1,02	= F * C
I EK-Verzinsung - Neuanlagen	3,35	3,35	3,42	= G * A
J EK-Verzinsung	4,34	4,34	4,44	= H + I
Neuinvestitionen (Mrd. Euro)				
K Anlagen	13,94	13,94	13,94	(V)
L EK	5,58	5,58	5,58	= K * 40 %
M EK-Verzinsung	0,28	0,40	0,29	= L * D
Gesamtunternehmen (Mrd. Euro)				
N EK-Verzinsung	4,62	4,73	4,73	= J + M

Quelle: NERA-Analyse. Anmerkungen (mit römischen Zahlen nummeriert) sowie Hinweise zu den Berechnungen, Annahmen und Limitationen der Analyse finden sich auf der nächsten Seite. Bemerkung: Der Effekt aus der Umsetzung des Eckpunktepapiers würde sich von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterscheiden. Pauschale Aussagen sind nicht möglich. Folglich dient die vorliegende Analyse auch nur dazu, die quantitativen Auswirkungen grob zu approximieren.

Anmerkungen:

- (I) Aus der EK-Zinssatzfestlegung der Bundesnetzagentur haben wir neben dem EK-Zinssatz in Höhe von 5,07 % (nominal, vor Körperschaftssteuer) für Neuanlagen²⁸ auch den Steuerfaktor in Höhe von 1,226 und die Inflationsrate in Höhe von 1,27 % entnommen. Diese Parameter sind erforderlich, um den EK-Zinssatz (nominal, nach Steuern) und den EK-Zinssatz (real, vor Körperschaftssteuer) für Altanlagen zu ermitteln.
- (II) Der EK-Zinssatz für Neuinvestitionen ergibt sich aus dem Eckpunktepapier. Im Szenario „Äquivalenz“, in dem keine Differenzierung des EK-Zinssatzes erfolgt, entspricht er dem EK-Zinssatz (nominal, vor Körperschaftssteuer) für Neuanlagen.
- (III) Das betriebsnotwendige Vermögen der Bestandsanlagen wurde dem Internetauftritt der Bundesnetzagentur entnommen und über alle gelisteten Strom- und Erdgasnetzbetreiber summiert (Bundesnetzagentur, 2023d).
- (IV) Die unterstellte EK-Quote in Höhe von 40 % entspricht derjenigen bei der Ermittlung des regulatorischen EK-Zinssatzes durch die Bundesnetzagentur. Der unterstellte Anteil an Altanlagen von 30 % basiert auf Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur und unserer Industrieerfahrung.
- (V) Die Angaben zu den Neuinvestitionen stammen aus dem jüngsten Monitoringbericht der Bundesnetzagentur für das Jahr 2022 (Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt, 2022, S. 151, 152, 385, 386). Ungefähr 83 % des geschätzten Volumens entfallen auf Übertragungs- und Stromverteilnetzbetreiber.

Intuition und Interpretation:

- Die Analyse approximiert in der Spalte „Status Quo“ die EK-Verzinsung für die Gesamtheit der deutschen Strom- und Erdgasnetzbetreiber im Jahr 2024 ohne Berücksichtigung der Vorschläge aus dem Eckpunktepapier. Diese ergibt sich aus der Verzinsung der Bestandsanlagen und der Verzinsung der Neuinvestitionen. Sie beträgt grob geschätzt EUR 4,62 Mrd.²⁹
- In der Spalte „Eckpunkte“ ermittelt die Analyse die EK-Verzinsung für die Gesamtheit der deutschen Strom- und Erdgasnetzbetreiber im Jahr 2024 unter Berücksichtigung der Vorschläge aus dem Eckpunktepapier. Verglichen mit der vorherigen Spalte ändert sich lediglich der EK-Zinssatz für Neuinvestitionen. Dies erhöht die gesamte EK-Verzinsung auf grob geschätzt EUR 4,73 Mrd. – also um ca. EUR 0,11 Mrd. gegenüber dem Status Quo.
- In der Spalte „Äquivalenz“ wird der EK-Zinssatz (nominal, vor Körperschaftssteuer) in Zeile [A] so gewählt, dass sich bei einem einheitlichen EK-Zinssatz für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen ebenfalls eine EK-Verzinsung von insgesamt EUR 4,73 Mrd. einstellt. Der EK-Zinssatz, der dieses Gleichgewicht herbeiführt, beträgt 4,22 % (nach Steuern) – siehe Zeile [B].

²⁸ „Neuanlagen“ sind in der deutschen Energienetzregulierung nicht mit „Neuinvestitionen“ zu verwechseln. Als „Neuanlagen“ werden alle nach 2006 aktivierten Anlagen bezeichnet. Als „Altanlagen“ gelten vor diesem Zeitpunkt aktivierte Anlagen. Den Begriff der „Neuinvestitionen“ hat die Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier zusätzlich eingeführt. Er bezieht sich auf nach 2024 aktivierte Anlagen.

²⁹ Die Verzinsung des sogenannten „übersteigenden Eigenkapitals“ ist in diesem Schätzwert nicht enthalten.

Literaturverzeichnis

ACER (2023): Network tariffs. Verfügbar unter <https://www.acer.europa.eu/electricity/infrastructure/network-tariffs>.

Agora Energiewende (2023): Regulierung und Transparenz. Verfügbar unter <https://www.agora-energie-wende.de/themen/regulierung-und-transparenz/>.

Armstrong & Sappington (2007): Recent developments in the theory of regulation. Handbook of industrial organization, 3.

Besanko & Braeutigam (2011): Microeconomics. 4th Edition.

Bonbright et al. (1988): Principles of Public Utility Rates, 2. Edition, Public Utility Reports Inc.

Brealy & Myers (2001a): Principles of Corporate Finance. 6th Edition.

Brealy & Myers (2001b): Fundamentals of Corporate Finance. 3rd Edition.

Brealy & Myers (2010): Principles of Corporate Finance. Financial Management (2nd edition).

Bundesnetzagentur (2008): Beschluss BK4-08-68.

Bundesnetzagentur (2021): Beschluss BK4-21-056.

Bundesnetzagentur (2023a): Eckpunkte für die Festlegung von Regelungen für die Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes für Betreiber von Verteilnetzen nach §§ 118 Abs. 46d, 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 10a Abs. 7 ARegV.

Bundesnetzagentur (2023b): Eckpunkte für die Festlegung von Regelungen für die Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag nach § 21 Abs. 3 Nr. 1 a) EnWG-E i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Bundesnetzagentur (2023c): Pressemitteilung - Eckpunkte zu Eigenkapitalverzinsung im Strom- und Gasbereich. Bonn, 07.06.2023.

Bundesnetzagentur (2023d): Netzentgelttransparenz. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/cln_132/NET/start.html.

Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2022.

Cooper (2012): Comment on the split cost of capital proposal of Professor Helm.

Deutsche Bundesbank (2023): Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) / Monatswerte. Verfügbar unter https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/723452/723452?listId=www_skms_it01&tsId=BBSIS.M.I.UMR.RD.EUR.X2000.B.A.A.R.A.A.Z.Z.A&dateSelect=2023.

E-Control (2022): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027.

Energate Messenger (2019): Betriebskostenpauschale - Änderungen zur Investitionsmaßnahme sind in Kraft.

Energate Messenger (2023): Bundesnetzagentur behält Zinsumfeld im Blick.

- Grabowski, Nunes, Harrington (2017): 2017 Valuation Handbook - U.S. Guide to Cost of Capital. Vereinigtes Königreich: Wiley.
- Handelsblatt (2023): Netzagentur gewährt Strom- und Gasnetzbetreibern höhere Renditen – Verbraucher zahlen drauf. Presseartikel vom 7.7.2023.
- Helm (2009): Utility regulation, the RAB and the cost of capital. Competition Commission Spring Lecture, 3.
- Lally (2021): The appropriate term for the allowed cost of capital.
- Moody's Investors Service (2022): Rating Methodology - Regulated Electric and Gas Networks.
- Moody's Investors Service (2023): Regulated Electric & Gas Networks – Germany – Proposed higher equity returns on new grid investments would slightly boost cash flow. Sector Comment.
- NERA (2021): Vergleich internationaler Eigenkapitalzinssätze.
- OECD (2011): Better Economic Regulation: The Role of the Regulator.
- Ofgem (2006): Financing Networks – Conclusion Letter.
- Ofwat (2007): PR09/03: PR09: Risk Allocation, Investment Incentives and the Financing of Regulated Businesses.
- Rittenberg (2008): Principles of Microeconomics. United States: Flat World Knowledge, L.L.C. (1st edition, S335).
- S&P Global Ratings (2022): Finnish Power Distributor Elenia Downgraded To 'BBB' On Regulatory Changes; Off CreditWatch Negative; Outlook Stable.
- Stern (2014): The role of the regulatory asset base as an instrument of regulatory commitment. Eur. Networks L. & Reg. Q., 29.
- Verbraucherzentrale Bundesverband (2020): Möglichkeiten für mehr Transparenz bei den Stromnetzentgelten - Zusammenfassung des Gutachtens des vzbv.
- Voelz (2023): Kreditsicht auf die auf die Netzregulierung. Vortrag vom 10. Mai 2023 im Rahmen der Göttinger Energietage.
- Vogelsang (2012): Incentive regulation, investments and technological change. Regulation and the performance of communication and information networks. Edward Elgar Publishing.

Qualifizierung, Annahmen und Vorbehalte

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA Economic Consulting. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung gegenüber Dritten.

Dieser Bericht basiert ganz oder teilweise auf Informationen, die von Dritten beigebracht wurden. Wir sind davon ausgegangen, dass diese Informationen verlässlich sind. Soweit nicht ausdrücklich in dem Bericht vermerkt, haben wir solche Informationen nicht überprüft. Öffentlich verfügbare Informationen sowie Branchendaten und statistische Daten stammen aus Quellen, die wir für verlässlich halten. Gleichwohl übernehmen wir keine Gewähr und keine Garantie für die Richtigkeit oder Vollständigkeit solcher Informationen. Die in dem Bericht enthaltenen Erkenntnisse können Prognosen enthalten, die auf derzeitigen Daten und historischen Entwicklungen basieren. Derartige Prognosen sind mit den ihnen innewohnenden Risiken und Unsicherheiten behaftet. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung für tatsächliche Entwicklungen oder zukünftige Ereignisse.

Die in diesem Bericht geäußerten Meinungen gelten nur für den hierin genannten Zweck und nur zu dem Datum des Berichts. NERA Economic Consulting ist nicht verpflichtet, den Bericht zu überarbeiten im Hinblick auf Veränderungen, Ereignisse oder Gegebenheiten, die nach dem angegebenen Datum eintreten.

Sämtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umsetzung oder der Verwendung von Ratschlägen oder Empfehlungen, die in diesem Bericht enthalten sind, stehen in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Dieser Bericht stellt keine Anlage- oder Vermögensberatung dar. Der Bericht enthält zudem keine Beurteilung darüber, ob das Geschäft oder das Vorhaben für irgendeine Partei fair oder sinnvoll ist. Darüber hinaus stellt dieser Bericht keine rechtliche, medizinische, buchhalterische, sicherheitstechnische oder andere fachliche Beratung dar. Für diesbezügliche Beratungsleistungen empfiehlt NERA Economic Consulting, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.

NERA

ECONOMIC CONSULTING

NERA Economic Consulting
Unter den Linden 14
Berlin, Germany 10117
www.nera.com