

Kölschbach Ortego, Axel; Gassen, Nicolas; Steitz, Janek

Research Report

Stromnetzausbau: Kapital mobilisieren, Netzentgelte reduzieren

Fachtexte: Policy Paper

Provided in Cooperation with:

Dezernat Zukunft - Institute for Macroeconomics, Berlin

Suggested Citation: Kölschbach Ortego, Axel; Gassen, Nicolas; Steitz, Janek (2025) : Stromnetzausbau: Kapital mobilisieren, Netzentgelte reduzieren, Fachtexte: Policy Paper, Dezernat Zukunft e.V., Berlin

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/319293>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>

Stromnetzausbau: Kapital mobilisieren, Netzentgelte reduzieren

@ Axel Kölschbach Ortego¹, Nicolas Gassen, Janek Steitz

📅 03.06.2025

janek.steitz@dezernatzukunft.org

Executive Summary

Damit die Energiewende gelingt, muss die deutsche Energieinfrastruktur (Stromübertragungsnetze und Stromverteilnetze) umfassend ausgebaut werden. Es sind Investitionen von mehreren hundert Milliarden Euro nötig. Ein erheblicher Teil davon entfällt auf den Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital. Unter den aktuellen regulatorischen und finanziellen Bedingungen gelingt es den Energieversorgungsunternehmen jedoch nicht, das notwendige Kapital zu mobilisieren. Dies gefährdet das Gelingen der Energiewende insgesamt.

Um das nötige Eigenkapital zu mobilisieren, schlagen wir eine Kombination aus verstärkter Einbindung privaten Kapitals und staatlichen Beteiligungen vor. Dadurch sichern wir den Ausbau der Netze langfristig ab. Gleichzeitig können die Netzentgelte durch das vorgeschlagene Finanzierungsmodell deutlich gesenkt werden.

Im Stromnetzbereich sollte privates Kapital gezielt aktiviert werden. Dazu sollte die regulatorische Eigenkapitalverzinsung moderat erhöht werden. Vor allem für Verteilnetzbetreiber mit eingeschränktem Zugang zum Kapitalmarkt empfehlen wir ein staatlich koordiniertes Fondssystem, das den Zugang zu privatem Kapital erheblich erleichtert. Ergänzend zu dieser stärkeren Einbindung privater Investoren soll der Staat zusätzliches Eigenkapital durch Beteiligungen an Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern bereitstellen.

Das Zinsdifferential zwischen der relativ hohen Rendite der Eigenkapitalbeteiligungen und den deutlich günstigeren staatlichen Finanzierungsbedingungen ermöglicht es, dass der Staat mit den erzielten Dividenden die Netzentgelte direkt bezuschussen kann. So werden Verbraucher finanziell entlastet und gleichzeitig wird der Netzausbau beschleunigt.

#ENERGIEWENDE

#NETZAUSBAU

#STROMPREIS

¹ Axel Kölschbach Ortego ist Hauptautor des Papiers, verlässt das Dezernat Zukunft zum 1.6.2025 und steht für inhaltliche Diskussionen auf Nachfrage weiterhin zur Verfügung. Für konstruktive Gespräche möchten wir uns bedanken bei: Agora Think Tanks, Amprion, 50Hertz Transmission, NappConsult, Stiftung Klimaneutralität, TenneT TSO, FinanceConnect, Verband kommunaler Unternehmen, Stadtwerke Reutlingen, Palladio Capital.

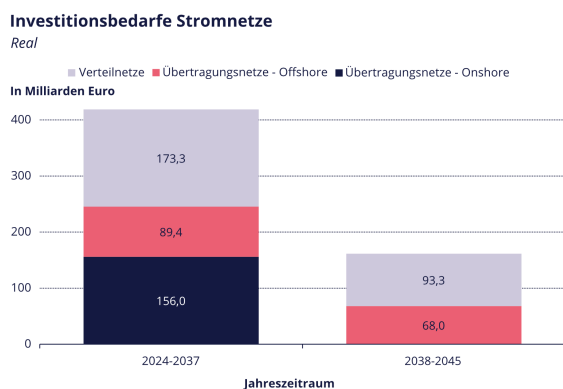
Hintergrund: Kapitalengpässe beim Stromnetzausbau und steigende Netzentgelte.....	3
600 Mrd. Euro für den Stromnetzausbau, doch die Finanzierung ist ungeklärt	3
Die Netzentgelte werden steigen	3
Warum eine Mischfinanzierung aus privatem und öffentlichem Kapital sinnvoll ist	5
Die Politik erkennt Handlungsbedarf	5
Warum braucht es privates und staatliches Kapital?	5
Spannungsfeld: ausreichend Eigenkapital mobilisieren und Netzentgelte senken.....	6
Unser integrierter Finanzierungsansatz.....	6
Übertragungsnetze: Attraktives Investitionsumfeld, ergänzt durch ausgeweitete staatliche Beteiligungen	8
1. Regulatorische EK-Verzinsung erhöhen	8
2. Staatliches Eigenkapital mit Dividendenrecycling kombinieren	9
3. Zusätzliche Maßnahmen, um Netzentgelte zu senken.....	11
Verteilnetze: Fondssystem zur Mobilisierung von privatem Kapital zusammen mit einem staatlichen Eigenkapitalinstrument.....	12
1. Regulatorische EK-Verzinsung erhöhen	12
2. Fondssystem aufsetzen, um den Zugang zu Kapital zu erleichtern	12
3. Staatliches Eigenkapitalinstrument mit Dividendenrecycling kombinieren	14
Fazit.....	16
Literaturverzeichnis	17

1. Hintergrund: Kapitalengpässe beim Stromnetzausbau und steigende Netzentgelte

Im Rahmen der Energiewende kommt dem Ausbau der Stromübertragungs- und Stromverteilnetze eine zentrale Bedeutung zu. Er ist notwendig, um eine flächendeckende Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Ein großzügiger europäischer Netzausbau kann zudem zu niedrigeren Stromsystemkosten führen (Hoffmann u. a. 2025).

600 Mrd. Euro für den Stromnetzausbau, doch die Finanzierung ist ungeklärt

Wichtig ist es deshalb, die finanzielle Handlungsfähigkeit der Netzbetreiber zu gewährleisten. Diese steht zurzeit infrage. Nach dem Netzentwicklungsplan (Bundesnetzagentur 2023) sollen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) bis 2045 Investitionen in Höhe von rund 600 Mrd. Euro tätigen. Dies entspricht mindestens einer Verdreifachung des jährlichen Investitionsniveaus der ÜNB und einer Verdopplung bei den VNB. Für diese Investitionen ist zusätzliches Eigenkapital in Höhe von jeweils rund 70 Mrd. Euro für ÜNB und VNB notwendig. Die Bilanzen der Netzbetreiber müssen gestärkt werden, auch um die Aufnahme des notwendigen Fremdkapitals stemmen zu können.



Lesbeispiel: Zwischen 2024 und 2037 sind Investitionen in Höhe von rund 173 Mrd. EUR in das Stromverteilnetz und rund 245 Mrd. EUR in das Stromübertragungsnetz vorgesehen.

Dezernat Zukunft
Institut für Makrofinanz

Abbildung 1: Investitionsbedarfe Stromnetze; **Quelle:** Kölschbach Ortego & Steitz 2024

Die bisherigen Eigentümer der Netzbetreiber sehen sich nicht in der Lage, die notwendigen Investitionen zu finanzieren. Im Übertragungsnetzbereich probieren sie stattdessen ihre Anteile abzustößen: Am akutesten ist dies bei TenneT, dem größten ÜNB, dessen deutscher Arm bis Ende des Jahres verkauft werden soll (TenneT 2025). Auch bei Amprion möchte die RWE ihre Minderheitsbeteiligung verkaufen (Krapp u. a. 2025).

Auch im Verteilnetzbereich ist die Finanzierung des Ausbaus ungeklärt. Insbesondere kleinere VNB sind häufig in Teileigentümerschaft der Stadtwerke, die meist in kommunaler Hand sind. Die finanziellen Möglichkeiten dieser VNB hängen maßgeblich von der finanziellen Situation der Stadtwerke und der jeweiligen Kommunen ab. Zusätzlich müssen Stadtwerke und andere kommunale Energieversorgungsunternehmen (EVU) auch weitere kapitalintensive Aufgaben bewältigen, etwa den Ausbau der Fernwärme. Zudem werden in vielen Fällen die Einnahmen aus dem Gasgeschäft in den kommenden Jahren wegbrechen.

Auf Kapitalerhöhungen durch die bisherigen Eigentümer kann nicht gesetzt werden (VKU 2024). Die Kommunen verfügen nicht über die notwendigen Mittel, ihre Haushaltslage ist zunehmend angespannt (Dr. Borghorst u. a. 2025). Auch private Netzeigentümer kündigen an, Investitionen in Verteilnetze zu reduzieren (Krapp u. a. 2025).

Neues Eigenkapital muss deshalb bereitgestellt werden: Als Investoren kommen vor allem der Bund oder die Länder infrage, oder private Investoren müssten stärker mobilisiert werden.

Die Netzentgelte werden steigen

Die Netzentgelte werden steigen

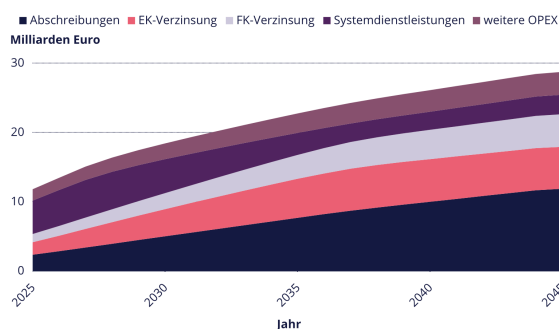
Die Kosten des Netzausbaus werden im Endeffekt von den Netznutzern getragen werden, nämlich in Form der Netzentgelte. Diese sind bereits in den letzten Jahren massiv gestiegen. So ist für die Verbrauchergruppe der Haushalte das durchschnittliche Netzentgelte von unter 8 ct/kWh in 2020 auf über 12 ct/kWh gestiegen (Luderer u. a. 2025). Da der Netzausbau gerade erst an Fahrt gewinnt, wird dieses hohe Niveau auch bleiben.

Besonders stark war der Anstieg der Übertragungsnetzentgelte, welche mittlerweile bei über 6 ct/kWh liegen und damit für Haushaltskunden ähnlich hoch sind wie die Verteilnetzentgelte. Der größte Kostenblock in den letzten Jahren war hier das Engpassmanagement, welcher in Teilen bereits aus dem Bundeshaushalt oder KTF übernommen worden ist. Mit einem Ausbau des Netzes, muss in Zukunft zwar weniger Engpassmanagement betrieben werden, wegen den Kapitalkosten steigen die gesamten Netzkosten allerdings trotzdem, siehe Abbildung 2.

Wie sich dies genau auf die Übertragungsnetzentgelte auswirkt, hängt vom Stromverbrauch ab. Es ist zu erwarten, dass das höhere erreichte Plateau gehalten werden wird.

Indikative Kosten Übertragungsnetz

In Milliarden Euro, real, inklusive Offshore



Lesebeispiel: Die jährlichen Kosten im Übertragungsnetz werden sich bis zum Jahr 2045 fast verdreifachen. Haupttreiber dieses Anstiegs sind zunehmende Kapitalkosten (Abschreibungen, EK-Verzinsung, FK-Verzinsung).

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanz

Abbildung 2: Indikative Kosten Übertragungsnetz; **Quelle:** Kölschbach Ortego & Steitz 2024

2. Warum eine Mischfinanzierung aus privatem und öffentlichem Kapital sinnvoll ist

Die neue Bundesregierung aus Union und SPD sieht den immensen Handlungsbedarf im Bereich der Netzfinanzierung. Es ist zu erwarten, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aktiv werden wird, die Finanzierung des Netzausbaus zu unterstützen.

Die Politik erkennt Handlungsbedarf

Die Behandlung im Koalitionsvertrag (CDU/CSU und SPD 2025) räumt dem Thema Energiewende und Netze eine große Bedeutung ein, bleibt aber bei der Frage nach den Kapitalengpässen vage. So findet sich zum Thema Finanzierung nur der folgende Abschnitt:

„Zur Vergabe von Eigen- und Fremdkapital bei Investitionen wollen wir im Zusammenspiel von öffentlichen Garantien und privatem Kapital einen Investitionsfonds für die Energieinfrastruktur auflegen.“

(CDU/CSU und SPD 2025, Zeilen 1010ff.)

Grundsätzlich hat die neue Bundesregierung einen Kurswechsel in der Fiskalpolitik möglich gemacht, unter anderem indem sie ein neues Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaschutz eingerichtet sowie eine Reform der Schuldenbremse angekündigt hat.

Ob staatliches Geld damit auch in Netzinvestitionen fließt, wird bewusst offen gelassen:

„Wir prüfen strategische staatliche Beteiligungen im Energiesektor, auch bei Netzbetreibern.“

(CDU/CSU und SPD 2025, Zeile 1147)

Es ist also beabsichtigt, das Kapitalproblem sowohl mit privaten als auch mit staatlichem Geld lösen zu können. Im Koalitionsvertrag ist noch nicht erkennbar, in welchem Zusammenhang dieses zu einander stehen sollen und wie die Finanzierung umgesetzt werden soll.

Warum braucht es privates und staatliches Kapital?

Der Staat sollte die Finanzierung der Engpässe in den Stromnetzen nicht allein stemmen. Bund und Länder könnten zwar das notwendige Eigenkapital für den Stromnetzausbau zur Verfügung stellen, doch vor dem Hintergrund steigender Ausgaben für Verteidigung, weiterer Infrastrukturen und hoher sonstiger Klimaausgaben ist die Staatsbilanz in den kommenden Jahren bereits stark strapaziert. Es sollte deshalb abgewogen werden, wo der Einsatz staatlicher Gelder besonders vorteilhaft ist. Der Einbezug privater Kapitalgeber lässt zudem im Falle von Stromnetzen auf moderate Effizienzvorteile hoffen. Deshalb sollte privates Kapital in die Finanzierung von Strominfrastruktur eingebunden werden.

Privates Kapital steht zur Verfügung und ist an attraktiven Investitionsmöglichkeiten interessiert. Infrastrukturfonds in Europa halten etwa 3,2 Billionen Euro an *Assets under Management* (AuM). Dieses Volumen könnte durch eine Vertiefung der europäischen Kapitalmarktunion weiter wachsen. Neben institutionellen Anlegern sind Infrastrukturinvestments seit der ELTIF 2.0-Reform auch für private Anleger attraktiv. Vorteile der Assetklasse sind inflations- und rezessionsstabile Renditen sowie die geringe Korrelation zu Aktieninvestments.

Vor allem im Verteilnetz wird eine übermäßige Privatisierung des Netzeigentums jedoch als problematisch angesehen. Im Sinne des Prinzips der staatlichen Daseinsvorsorge sollte das Netz zu einem Großteil in öffentlicher Hand sein; im Sinne der Subsidiarität auch in kommunaler Hand. Deshalb sollte parallel zur Einbindung privaten Kapitals ein staatliches Eigenkapitalinstrument eingerichtet werden. So können zudem Finanzierungskosten eingespart werden, da der deutsche Staat besonders günstige Finanzierungskosten hat.

Spannungsfeld: ausreichend Eigenkapital mobilisieren und Netzentgelte senken

Die Absenkung der Strompreise und insbesondere der Netzentgelte hat für die neue Regierung zurecht eine hohe Priorität.

„Wir wollen Unternehmen und Verbraucher in Deutschland dauerhaft um mindestens fünf Cent pro kWh mit einem Maßnahmenpaket entlasten. Dafür werden wir [...] Umlagen und Netzentgelte reduzieren. Um Planungssicherheit zu schaffen, ist unser Ziel, die Netzentgelte dauerhaft zu deckeln.“

(CDU/CSU und SPD 2025, Zeilen 956ff.)

Und an anderer Stelle wird es sehr konkret:

„Für schnelle Entlastungen um mindestens fünf Cent pro kWh werden wir in einem ersten Schritt die Stromsteuer für alle so schnell wie möglich auf das europäische Mindestmaß senken und die Übertragungsnetzentgelte reduzieren.“

(CDU/CSU und SPD 2025, Zeilen 1501ff.)

Das Ziel der Netzentgeltsenkungen steht allerdings in einem Spannungsverhältnis mit der oben beschriebenen Finanzierungsproblematik: Zum einen sollen Netzinvestitionen massiv gesteigert und neues Kapital herangezogen werden, zum anderen sollen die Netzentgelte gleichzeitig sinken – ein Widerspruch.

Denn um Kapital in ausreichendem Maß am Markt zu mobilisieren, müssen die zu erwartenden Renditen international attraktiv sein. Wir zeigen, dass dazu die regulatorische Eigenkapitalverzinsung angehoben werden muss (Kölschbach Ortego & Steitz 2024, Folie 6). Das führt jedoch zu steigenden Kapitalkosten, die letztlich auf die Netzentgelte umgelegt werden.

In der Tat: Die Finanzierungskosten werden durch die hohen Investitionssummen bis 2045 von 35 auf 80 Prozent der Netzentgelte steigen, vgl. (Kölschbach Ortego & Steitz 2024, Folie 5). Daraus ergibt sich ein Konflikt zum politisch ausgegebenen Ziel, Haushalte und Unternehmen bei den Netzentgelten zu entlasten.

Unser integrierter Finanzierungsansatz

Wir möchten die beiden politischen Ziele gemeinsam angehen, also die Finanzierungsproblematik der Netzbetreiber entschärfen sowie die Netzentgelte senken. Dafür schlagen wir im Wesentlichen eine staatlich-private Mischfinanzierung vor:

Privates Kapital soll durch eine auf ein marktgerechtes Niveau angehobene Eigenkapitalverzinsung stärker mobilisiert werden. Flankierend soll das Risikoprofil von Stromnetzinvestitionen im Verteilnetzbereich geschärft werden. Weiterhin stellt der Staat zusätzliches Eigenkapital zur Verfügung und nutzt Gewinne um Netzentgelte zu bezuschussen. Dies verringert die Finanzierungskosten, ermöglicht geringere Netzentgelte und verhindert übermäßige Privatisierung.

Aus fiskalpolitischer Perspektive handelt es sich hierbei um einen staatlichen *Bond-to-Equity-Swap* (vgl. Box 1). Der Staat nimmt Schulden auf, mit welchen er Eigenkapitalspritzen für die Netzbetreiber finanziert. Gleichzeitig können durch die Netzrenditen die entstandenen Zinskosten bezahlt werden, sowie die Netzentgelte bezuschusst werden.

Das Finanzierungsmodell ist den jeweiligen Besonderheiten der Netzbereiche angepasst und unterscheidet sich daher in der genauen Ausgestaltung. Die genaue Finanzierungsstruktur wird daher im Folgenden getrennt für den Übertragungsnetzbereich und den Verteilnetzbereich näher beschrieben.

Box 1: Der staatliche Bond-to-Equity-Swap: Theorie und Praxis

Der Staat kann sich durch die Ausgabe von Staatsanleihen zu relativ günstigen Zinskonditionen Kapital besorgen. Dieses kann ohne weiteres als Eigenkapital investiert werden. Es handelt sich also um eine Umwandlung von Fremdkapital in Eigenkapital, auf Englisch auch oft *Bond-to-Equity-Swap* genannt. Eine derartige Nutzung ist nicht ungewöhnlich. Zum Beispiel wird das Generationenkapital durch einen *Bond-to-Equity-Swap* finanziert.

Von ökonomischer Bedeutung ist, dass die Finanzierungskosten für die Aufnahme von Staatsanleihen geringer sind als die erwartete Rendite auf das Eigenkapital. Dadurch kann es gesamtwirtschaftlich günstiger sein, Investitionen über einen staatlichen *Bond-to-Equity-Swap* zu finanzieren.

Das Zinsdifferential kann gerade dann besonders hoch sein, wenn das zu stemmende Finanzierungsvolumen in bestimmten Assetklassen hoch ist, denn dann können Kapitalmärkte sehr inelastisch sein (Gabaix & Koijen 2020). Dies ist im Rahmen der Energiewende der Fall, besonders im Bereich der Stromnetze. Dem gegenüber zu stellen sind negative Externalitäten, welche durch staatliche *Bond-to-Equity-Swaps* entstehen, wie z.B. der Anstieg der Zinsen auf Staatsanleihen, unbalancierte Maturität auf der Staatsbilanz sowie ineffiziente Risikoallokationen (Jiang u. a. 2023). Eine weitere Diskussion würde den Rahmen dieses Papiers sprengen. Unsere Berechnungen zeigen jedoch, dass Vorteile durch die geringeren Finanzierungskosten im Falle von europäischen Stromnetzinvestitionen überwiegen.²

Ein staatlicher *Bond-to-Equity-Swap* gilt im Rahmen der Schuldenbremse als finanzielle Transaktion. Das heißt, die aufgenommenen Schulden werden nicht auf die Begrenzung der Nettokreditaufnahme im Rahmen der Schuldenbremse angerechnet. Was jedoch angerechnet wird, sind die Zinszahlungen. Sie könnten in unserem Finanzierungskonzept durch die Renditen der EK-Beteiligungen beglichen werden. Dies ist vor allem dann möglich, wenn die ausgezahlten Dividenden stabil sind, wie etwa bei Investitionen ins Stromnetz zu erwarten.

² Die externalisierten Kosten eines Bond-to-Equity-Switches überschlagen wir anhand typischer Werte für die

Zinssemielastizität. Siehe z.B. die Diskussion in (Bayer u. a. 2023, Kapitel 6.4).

3. Übertragungsnetze: Attraktives Investitionsumfeld, ergänzt durch ausgeweitete staatliche Beteiligungen

Bei den Übertragungsnetzbetreibern fehlt Eigenkapital. Bis Ende der Zehnerjahre war das Übertragungsnetz noch klein und auch die Netzplanung unambitioniert. Entsprechend waren auch die Übertragungsnetzentgelte ein vernachlässigbarer Teil der Strombezugskosten. Dies hat sich nun sehr schnell geändert. Seit dem Netzentwicklungsplan 2023 orientiert sich der Netzausbau an den Klimaneutralitätszielen.

Nun hat die Geschwindigkeit oberste Priorität: Die Eigenkapitalfrage und die Frage nach der Höhe der Übertragungsnetzentgelte sollten schnell gelöst werden. Wir schlagen dazu konkret drei Schritte vor:

Erstens sollte die regulatorische Eigenkapitalverzinsung auf ein marktgerechtes Niveau erhöht werden. So würde privates Kapital für den Netzausbau mobilisiert.

Zweitens sollte der Staat seine Beteiligungen an den ÜNB ausweiten, indem er frisches Eigenkapital zur Verfügung stellt. Die laufenden Verkaufsgespräche bei Amprion und TenneT Deutschland sollten als Chance zum Einstieg begriffen werden. Durch ein „Dividendenrecycling“ könnte der Staat die Netzentgelte senken.

Drittens sollten flankierende Maßnahmen ergriffen werden, die die Netzentgelte senken. Kurzfristig könnten dies Zuschüsse sein, langfristig bräuchte es strukturelle Reformen.

1. Regulatorische EK-Verzinsung erhöhen

Das Kapital für den Stromnetzausbau wird zum Großteil von Infrastrukturfonds und anderen institutionellen Investoren bereitgestellt werden. Damit es allerdings gezielt in deutsche Stromnetze fließt, braucht es höhere Renditen. Der entscheidende Hebel ist die regulatorische Eigenkapitalverzinsung, welche in die Berechnung der Netzentgelte eingeht.

Der erste Schritt ist deshalb eine Anhebung der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung, entsprechend der Renditeerwartung der Kapitalangebotsseite ([StromNEV 2025 §7 \(5\)](#)). Nach unserer Schätzung müsste die regulatorische Eigenkapitalverzinsung bei 8,7 Prozent vor Steuern liegen, um die Hälfte des benötigten Eigenkapitals von institutionellen Anlegern zu mobilisieren. Dieser Zins liegt deutlich über den aktuell von der Bundesnetzagentur festgelegten Sätzen von 5,0 Prozent (bzw. 6,7 Prozent im Kapitalkostenausgleich, beides vor Steuern), siehe ([Bundesnetzagentur 2021; 2024](#)).

Der Unterschied für die verschiedenen Sätze ergibt sich daraus, dass die Methode in ([Kölschbach Ortego & Steitz 2024](#)) auch die Knappheit der Kapitalangebotsseite berücksichtigt: In Europa investierte Infrastrukturinvestoren haben zurzeit nur liquide Mittel in Höhe von etwa 800 Mrd. Euro -- Investitionen in hoher zweistelliger Milliardenhöhe in deutsche Übertragungsnetze wären für sie möglich, aber mit erheblichen Klumpenrisiken verbunden. Siehe Box 2 für eine weitere Methodendiskussion.

Die Politik sollte sich für die Anhebung der EK-Verzinsung bei der Bundesnetzagentur stark machen. Langfristig bedeuten höhere Renditen erstmal höhere Netzentgelte. Dies kann durch eine Erhöhung der staatlichen Beteiligungen und einen Dividendenrecyclingmechanismus mehr als kompensiert werden (siehe Schritt 2).

Eine weitere Voraussetzung für Investoren ist, dass die Beteiligungsrisiken kalkulierbar sind. Allgemein ist das Asset „Übertragungsnetze“ dem Markt gut bekannt; zahlreiche ausländische Übertragungsnetze sind in privater Eigentümerschaft oder an Börsen gelistet. Deshalb sehen wir hier wenig Potential, die Finanzierungskosten allein durch *Derisking* zu senken (vgl. auch Box 3 im nächsten Kapitel).

Box 2: Methoden zur Bestimmung der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung

Die Bundesnetzagentur bestimmt den regulatorischen Eigenkapitalzinssatz, welcher der Erlösobergrenze und damit auch den Netzentgelten zu Grunde liegt, über ein CAPM. Die Ergebnisse werden allgemein als zu niedrig angesehen, liegen sie weit unter den entsprechenden regulatorischen Zinssätzen im europäischen Ausland. Bei der Kalibrierung des CAPM-orientiert sie sich zwar an ausländischen, gelisteten Netzbetreibern, sodass dieses in der Regel wenig angefochten wird. Doch bei der Festlegung der Marktrisikoprämie, sowie den Basiszinssätzen werden relativ geringe Werte angesetzt.

Es bleibt unklar, ob der regulatorische Eigenkapitalzinssatz ansteigen wird. Die Bundesnetzagentur wollte sich zur Höhe eigentlich bereits im ersten Quartal 2025 äußern, hat dies allerdings nicht getan. Stattdessen wird weiterhin nur eine Methodendiskussion geführt.

Unsere Berechnungen in (Kölschbach Ortego & Steitz 2024) setzen auf dem modernen Ansatz der nachfrageorientierten Wertpapierpreisbildung an, vgl. auch das richtungsweisende Papier (Kojien & Yogo 2019). Zusätzlich zu den Risiken, welche einem Asset innewohnen, werden hier auch die Nebenbedingungen der möglichen Investoren berücksichtigt. Die Daten zur Kapitalangebotsseite entstammen dabei der Datenbank von Preqin.

In dem Gutachten (Frontier Economics u. a. 2025) für die Bundesnetzagentur wird die Verwendung der Theorie der nachfragebasierten Wertpapierpreisbildung diskutiert. Dort wird die methodische Stärke des Ansatzes unterstrichen, eine Verwendung für Regulierungszwecke jedoch aufgrund der Neuheit des Ansatzes abgeraten. Dies ist nachvollziehbar, da die Festlegungen der Bundesnetzagentur vor Gericht standhalten müssen und sich bis jetzt nur das CAPM als gerichtsfest bewiesen hat. Es wäre dennoch hilfreich, einen solchen Ansatz als einer Plausibilisierungsmethode zu etablieren, denn es bleibt zu befürchten, dass mit einem reinen CAPM-Ansatz die tatsächlichen Renditen zu gering sein werden.

In der Tat ist das größte Beteiligungsrisiko das regulatorische Risiko. Dementsprechend ist der von der Bundesnetzagentur erarbeitete Regulierungsrahmen entscheidend für das Gelingen der Investitionen. In einem kürzlich vorgelegten Eckpunktepapier (Bundesnetzagentur 2025a) kündigt die Bundesnetzagentur an, demnächst die Regulierung der Übertragungsnetzbetreiber getrennt von den Verteilnetzbetreibern zu betrachten. Dies ist sinnvoll und reflektiert, dass der Investitionsaufwuchs im Übertragungsnetz besonders schnell und kapitalintensiv ist. Konkret soll von einem Budgetansatz zu einem Kostenprüfungsansatz gewechselt werden. An sich ist dies eine gute Vereinfachung. Doch dieser unerprobte Ansatz könnte auf Investoren abschreckend wirken. Sie könnten fürchten, dass langwierige und rückblickende Kostenprüfungen zu einer Verzögerung der Renditeermittlung führen (50Hertz u. a. 2025).

Deshalb ist es umso wichtiger, dass der regulatorische Eigenkapitalzinssatz angepasst wird. Eine Umstellung auf ein pauschalisiertes WACC-Verfahren, wie von der Bundesnetzagentur erwogen, ist sinnvoll. WACC-Verfahren gelten an den internationalen Kapitalmärkten als Standard und erlauben eine flexiblere Mischfinanzierung aus Eigen- und Fremdkapital.

2. Staatliches Eigenkapital mit Dividendenrecycling kombinieren

Bereits heute sind große Teile des Übertragungsnetzes in öffentlicher Eigentümerschaft. So hält der Bund über die KfW Minderheitsbeteiligungen an 50Hertz und TransnetBW. TenneT ist vollständig im Eigentum des niederländischen Staates. Zielführend wäre es jetzt, Bundesbeteiligungen auszuweiten.

Konkret heißt das, dass der Bund schnell sein Interesse an einer Beteiligung an TenneT signalisieren sollte. Das niederländische Finanzministerium möchte die Frage der Eigentümerschaft für TenneT Deutschland bis Ende 2025 geklärt haben. Auch bei Amprion läuft ein Verfahren für einen Verkauf eines Anteils von 25 Prozent.

Der Staat sollte zudem anteilig das nötige Eigenkapital für den Ausbau der Übertragungsnetze bereitstellen. Dies könnte wie bisher über die KfW geschehen, oder über eine neu gegründete staatliche Energieinfrastrukturgesellschaft (EIG).

Dafür ist die Aufnahme von Bundeskrediten erforderlich. Die KfW könnte Investitionen in dieser Größenordnung nicht allein stemmen. Die Bundeskredite könnten entweder im Rahmen des neuen Sondervermögens „Infrastruktur und Klimaneutralität“ aufgenommen werden oder über den Haushalt selbst. Da der Kreditaufnahme der Erwerb von Finanzvermögen gegenübersteht, gilt sie als finanzielle Transaktion und wird nicht auf die Schuldenbremse angerechnet. Die Kosten in der 21. Legislaturperiode für eine 50 %-Beteiligung würden sich auf etwa 23 Mrd. Euro belaufen. Dieser Wert enthält sowohl den Preis für die Aufstockung der Bundesbeteiligungen als auch das benötigte Eigenkapital.

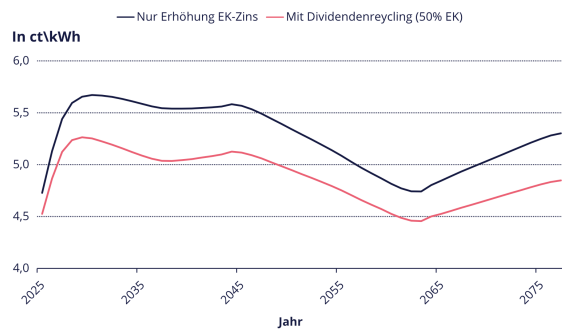
Wichtig ist, dass der Bund einen Mechanismus für ein Dividendenrecycling installiert. Die Dividenden aus den Beteiligungen sollten nicht in den Bundeshaushalt oder das Budget der KfW zurückfließen. Stattdessen sollten sie verwendet werden, um die Zinskosten und Tilgungen für die aufgenommenen Kredite zu tätigen. Mit den verbliebenen Einnahmen werden die Netzentgelte bezuschusst.

Unterm Strich wird die öffentliche Beteiligung den Anstieg der Netzentgelte bremsen. Im Übertragungsnetz lägen die Netzentgelte bei staatlicher Beteiligung von 50 Prozent etwa 10

Prozent niedriger als bei einer rein privaten Kapitalbereitstellung. Anfallende Mehrkosten auf staatlicher Seite, wie durch den Erwerb der Beteiligungen, Tilgungs- und Zinskosten, sind in dieser Rechnung bereits enthalten.

Übertragungsnetzkosten

Real, inkl. Offshore



Die zugrundeliegende Stromnachfrage entspricht dem mittleren Szenario des Netzentwicklungsplans 2025.

Lesbeispiel: Die Netzentgelte für das Übertragungsnetz steigen im Zuge des Netzausbaus deutlich an. Durch öffentliche Beteiligungen am Netzausbau mit 50 Prozent und anschließendem Dividendenrecycling kann der Anstieg der Netzentgelte um rund 0,5 ct/kWh reduziert werden.

Dezernat Zukunft
Institut für Makrofinanz

Abbildung 3: Indikativer Effekt eines staatlichen Dividendenrecyclings auf die Übertragungsnetzentgelte; **Quelle:** Kölschbach Ortego & Steitz 2024

Die Kostensenkung geschieht über drei Kanäle:

- I. Durch Dividendenrecycling gibt der Bund de facto seinen Refinanzierungszins von 2,5 bis 3 Prozent weiter; dies fällt stark ins Gewicht, denn Zinsen werden fast 40 Prozent der Netzentgelte ausmachen (aktuell machen sie 10 Prozent aus).
- II. Klumpenrisiken für private Kapitalgeber werden reduziert – es ist leichter, 35 als 70 Mrd. Euro einzusammeln. Bei rein privater Finanzierung müsste der EK-Zins um weitere 0,7 Prozent steigen, also sogar auf 9,5 Prozent (vor Steuern).
- III. Erhöhte Planungssicherheit verbessert Kreditkonditionen. Dies deckt sich mit Aussagen von Rating-Agenturen (Kölschbach Ortego & Steitz 2024, Annex 1).

3. Zusätzliche Maßnahmen, um Netzentgelte zu senken

Erklärtes politisches Ziel ist eine Senkung der Netzentgelte. So steht im Koalitionsvertrag an prominenter Stelle, die Übertragungsnetzentgelte sollen reduziert und dauerhaft gedeckelt werden (CDU/CSU und SPD 2025). Das hier beschriebene Konzept ist ein richtiger Schritt in diese Richtung, würde aber nicht ausreichen. Die Kostenersparnisse treten nur in der mittleren Frist auf, dafür dann aber dauerhaft (siehe Abbildung 3). Es braucht deshalb weitere, ergänzende Maßnahmen.

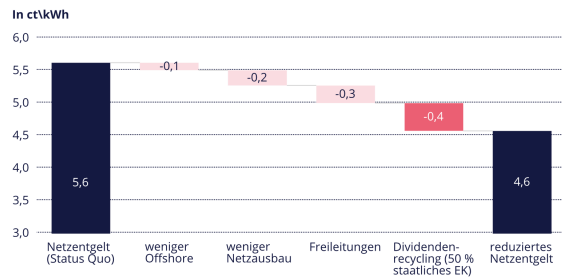
In der kurzen Frist ist eine direkte Bezuschussung für die Netzentgelte sinnvoll. Die hohen Strompreise sind ein unmittelbares Hindernis in der Elektrifizierung der Industrie und auch im Wärmebereich der privaten Haushalte.

Sobald die Elektrifizierung in Fahrt ist und strukturelle kostensenkende Maßnahmen wirken, braucht es die Bezuschussung nicht mehr. Die Finanzierung wäre sowohl aus den Einnahmen der Emissionsbepreisung als auch aus den neuen Sondervermögen „Infrastruktur und Klimaneutralität“ denkbar.

Auch in der mittleren Frist sollte unser Vorschlag mit weiteren Maßnahmen kombiniert werden, um die Übertragungsnetzkosten zu senken: Im Offshore-Bereich könnte der Windkraftausbau weniger dicht erfolgen. Moderne Modellierungen zeigen außerdem, dass ein geringerer Netzausbau als im NEP 2023 ausreichen könnte (Luderer u. a. 2025). Bei zukünftigen Projekten könnten auch wieder Freileitungen statt Erdkabel gelegt werden. Diese Maßnahmen sind alle ziemlich unkontrovers und könnten schnell umgesetzt werden. Die größte kostensenkende Maßnahme bliebe allerdings der Einsatz staatlichen Eigenkapitals mit Dividendenrecycling:

Sparpotenziale im Übertragungsnetz

Indikative Ü-Netzentgelte inkl. Offshore



Die zugrundeliegende Stromnachfrage entspricht dem mittleren Szenario des Netzentwicklungsplans 2025. Die Sparmaßnahme "weniger Offshore" umfasst einen um 6 GW geringeren Offshore-Ausbau; die Sparmaßnahme "Freileitungen" bedeutet den Bau von Höchstspannungsleitungen ab 2030 vollständig auf Freileitungen umzustellen.

Lesbeispiel: Durch verschiedene Maßnahmen kann das Netzentgelt im Übertragungsnetzbereich im Jahr 2045 um rund 1 Cent pro kWh reduziert werden.

Dezernat Zukunft

Institut für Makroökonomie

Abbildung 4: Kombinierte strukturelle Einsparmöglichkeiten im Übertragungsnetz; **Quelle:** eigene Berechnungen, basierend auf **Luderer u. a. 2025**.

Weitere kostensenkende Maßnahmen wären denkbar, allerdings in Teilen umstritten: Die erste wäre die Teilung der Strompreiszonen, oder gar die Einführung von regionalen Preisen. Außerdem könnte die Verteilung der Netzkosten neu gedacht werden, sodass auch Energieerzeuger oder bisher entlastete Verbrauchergruppen mehr an den Netzentgelten beteiligt würden, wie kürzlich von der Bundesnetzagentur vorgeschlagen (**Bundesnetzagentur 2025b**).

Wenig hilfreich ist ein Amortisationskonto im Bereich der Übertragungsnetze. Dies liegt daran, dass die mit dem Netzausbau verbundene Kostenspitze lang und schwach ausgeprägt ist. Grund hierfür ist unter anderem das Investitionsprofil: Aufgrund von geringen üblichen Nutzungsdauern werden im Offshore-Bereich bereits Mitte der Vierzigerjahre die ersten Reinvestitionen erforderlich sein, vergleiche (**Kölschbach Ortego & Steitz 2024**, Folie 6).

4. Verteilnetze: Fondssystem zur Mobilisierung von privatem Kapital zusammen mit einem staatlichen Eigenkapitalinstrument

Erstens soll die regulatorische Eigenkapitalverzinsung wie auch für die Übertragungsnetze auf ein marktgerechtes Niveau angehoben werden. Zusammen mit weiteren Maßnahmen, wie dem konsequenten Unbundling, wird so die Attraktivität von Investitionen im Stromverteilnetz sichergestellt.

Zweitens soll ein staatlich koordiniertes Fondssystem aufgebaut werden. So wird der Kapitalzufluss privater Investoren in das deutsche Verteilnetz verbessert.

Drittens soll ein öffentliches Eigenkapitalinstrument implementiert werden. Der Staat stellt anteilig Eigenkapital den VNB zur Verfügung und senkt durch „Dividendenrecycling“ die Netzentgelte.

1. Regulatorische EK-Verzinsung erhöhen

Privates Kapital nimmt bei der Finanzierung des Verteilnetzausbaus eine tragende Rolle ein. Die Regulierung der Stromnetze muss investitionsfreundlicher werden, um genügend Kapital zu mobilisieren.

Eine signifikante Anhebung der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist unerlässlich. Konkret sollte die regulatorische EK-Verzinsung um circa 1,8 Prozentpunkte, vor Steuern, angehoben werden. Dies spiegelt die höheren Renditeerwartungen von Infrastrukturfonds wider, sowie eine Kompensation für entstehende nicht-diversifizierbare Klumpenrisiken.

Weitere Maßnahmen sind notwendig. Aus der Nichtverlängerung von Konzessionsrechten geht ein investitionshemmendes Risiko hervor. Es sollte sichergestellt werden, dass die Konzessionsverträge lang genug laufen und eventuell vorzeitig verlängert werden. Ferner sollte in einem Prozess zur Überarbeitung der Regulierung die stärkere Übereinstimmung von unternehmerischen Anreizen und gesamtwirtschaftlichen Optima bezogen auf Investitionen forciert werden.

Die rechtliche Ausgliederung der Stromnetze aus den kommunalen EVU ist ein weiterer notwendiger Baustein. Die ausgegliederten Gesellschaften sollten selbst Kapital aufnehmen können: Durch eine Trennung der Sparten wird das Risikoprofil für Investoren klarer. Weiterhin wäre es möglich, sich Thesaurierungsverpflichtungen in die Verträge schreiben zu lassen; dies entgegnet Sorgen der Investoren vor Quersubventionierung in andere Infrastruktursparten. Parallel sollte ein staatliches Eigenkapitalinstrument (siehe dritte Säule) eingerichtet werden. Aus kommunaler Sicht ist zudem zu klären, ob private Kapitalgeber strategisch oder nur als stille Teilhaber einsteigen. Durch die Öffnung der Stromnetze für ein breiteres Investorenfeld ist zu erwarten, dass eher stilles Finanzkapital mobilisiert wird, anstatt lediglich auf Netzinfrasturktur spezialisierte Konzerne anzuziehen.

Man könnte die Kommunen deshalb zusätzlich mit Rückkaufsrechten ausstatten, sodass nach Abschluss der Energiewende das Netz rekommunalisiert werden könnte. Diese Rückkaufsrechte sollten klare Konditionen benennen, insbesondere den Rückkaufzeitpunkt und die Assetbewertung einschränken. Der Wert dieser Rückkaufsrechte ist als Call-Option präzise zu bewerten und sollte sich nicht signifikant negativ auf die Rentabilität des Investments auswirken. Weiterhin sollten rechtliche Vorkehrungen getroffen werden, die einen schnellen Weiterverkauf an ungewollte Dritte verhindern.

2. Fondssystem aufsetzen, um den Zugang zu Kapital zu erleichtern

Die Errichtung eines staatlich koordinierten Fondssystems soll einen niederschweligen Zugang zu privatem Eigenkapital ermöglichen. Umgekehrt soll auch Investoren eine Möglichkeit gegeben werden, unkompliziert in ein diversifiziertes Portfolio regulierter Infrastrukturassets zu investieren.

Kleine, kommunalnahe VNB haben derzeit *de facto* keinen Zugang zum Kapitalmarkt. Infrastruktur als Assetklasse ist nur für größere In-

vestoren interessant. Diese nehmen für Investitionsvolumina unter einer gewissen Größe nicht mal Gespräche auf. Auf der anderen Seite sind kleine VNB in der Regel in kleine kommunale EVU integriert, welche keine Erfahrung und Know-How im Umgang mit den Kapitalmärkten haben.

Das Fondssystem könnte auf zwei Ebenen umgesetzt werden: Oben steht ein bundesweiter

Energiewendefonds. Dieser könnte ähnlich dem Vorschlag des VKU und BDEW ([BDEW & VKU 2024](#)) strukturiert werden. Er soll Eigen- und Fremdkapital von institutionellen und privaten Investoren für Energiewendeprojekte unterschiedlicher Natur in Deutschland einsammeln. Über den Fonds können Prozesse vereinheitlicht und die Lernkurve der Investoren am Asset gehoben werden. Dafür würde im Prinzip eine Plattform reichen.

Box 3: Die Rolle von staatlichen Garantien und Derisking-Potential in der Stromnetzfinanzierung

Im Koalitionsvertrag steht, dass die Finanzierung von Energieinfrastrukturen durch ein „Zusammenspiel von öffentlichen Garantien und privatem Kapital“ gewährleistet werden soll. Die eigentliche Idee hinter der Verwendung von Garantien ist, dass dadurch Risiken für Investoren reduziert werden können, sodass auch ohne höhere Renditen ein Risiko-Rendite-Profil entsteht, welches attraktiv genug ist. Man spricht also über *Derisking*.

Das Problem bei dem Einsatz von Garantien für Netzinvestitionen ist, dass die hier vorliegenden Risiken relativ schlecht versicherbar sind. Der Ausfall eines Netzbetreibers ist relativ unwahrscheinlich, genauso wie die Gefahr von *Stranded Assets*. Garantien kommen nur zum Tragen, wenn ein gewisses Ereignis eintritt – wenn die auslösenden Ereignisse selten sind, ist auch der Wert für Garantien gering.

Dies ist bei anderen Energiewendetechnologien nicht der Fall. Auch Netzbetreiber als Assetklasse sind für viele Investorengruppen noch unbekannt. Es kann deshalb durchaus von Vorteil sein Garantien auf den Ausfall von Netzassets auszusprechen, weil diese als Signal weitere Investoren reinholen könnte. Wir gehen aber davon aus, dass dies im Netzbereich keinen wesentlichen Einfluss haben wird.

Im Netzbereich bleiben damit drei Risiken:

- I. Das regulatorische Risiko: Die Renditen sind zwar auf die regulierte Assetbasis mehr- oder-weniger garantiert, doch die Höhe der Renditen wird vom Regulator festgelegt.
- II. Verzögerungen beim Netzausbau
- III. Ablaufen und Entzug der Konzession

Wir untersuchen die drei Risiken auf ihr *Derisking*-Potential:

- I. Risiko kann staatlicherseits nichts entgegengesetzt werden, außer der Sicherstellung einer zuverlässigen und sauberen Regulierungsarbeit.
- II. Risiko könnte durch Garantien abgedeckt werden – dies wäre allerdings kontraproduktiv, denn dies würde einen Anreiz eliminieren, den Netzausbau schnell durchzuführen.
- III. Risiko könnte ebenfalls mit Garantien adressiert werden. Sinnvoller erscheint hier allerdings eine Prüfung der Restlaufzeiten der bestehenden Konzessionsverträge, welche einmalig außerordentlich verlängert werden könnten, um weitere Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Weiterhin könnte der Staat auch über den Fond Garantien abgeben. Dies scheint gemäß Koalitionsvertrag auch so geplant zu sein. Die Rolle von staatlichen Garantien für die Netzfinanzierung darf nicht überschätzt werden, könnte allerdings trotzdem ein hilfreiches Element sein (siehe Box 3).

Darunter finden sich ein Dutzend kleinerer assetnaher Fonds, welche privat betrieben werden. Solche gibt es bereits heute, etwa die FinanceConnect (FinanceConnect o. J.). Sie brauchen ein möglichst klares Investitionsprofil und kalkulierbare Risiken, also investieren sie in abgegrenzte Geschäftsbereiche oder Regionen (etwa „Fonds Stromverteilnetze Bayern“). Sie können einen Teil ihres Kapitals vom Energiewendefonds erhalten, aber institutionelle Investoren könnten auch direkt investieren. Ihre Aufgabe ist das geeignete Matching zwischen privatem Kapital und VNB.

Die größten VNB sind durchaus in der Lage, in den direkten Austausch mit Investoren zu kommen. Dies ist, wenn möglich, vorzuziehen, weil die Finanzierungskosten durch einen Intermediär etwas ansteigen würden. Da der Großteil des Investitionsvolumens auf die großen VNB entfällt, würden die Einsparungen die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten reduzieren.

Die Bündelung von Kräften ist nicht nur auf der Kapitaleseite sinnvoll, sondern auch im Bereich der Assets. So könnten mehrere benachbarte Kommunen ihre Verteilnetze zusammenlegen, um Marktkomplexität zu reduzieren, Doppelstrukturen abzubauen und Know-how zu bündeln. Ziel ist eine deutliche Verringerung der Zahl der Verteilnetzbetreiber, wofür bestehende regulatorischen Hürden abgebaut werden sollten.

3. Staatliches Eigenkapitalinstrument mit Dividendenrecycling kombinieren

Der Bund, gegebenenfalls über die Länder, sollte zusätzlich ein Eigenkapitalinstrument zur Verfügung stellen, um die Eigenkapitalbasis der VNB zu stärken. Das ist aus zwei Gründen sinnvoll: Erstens begegnet es Sorgen vor einer ausufernden Privatisierung der öffentlichen Infra-

struktur. Zweitens können die Finanzierungskosten durch staatliches Eigenkapital reduziert werden.

Denn eine rein private Kapitalbereitstellung würde für alle Kapitalgeber das Eingehen signifikanter Klumpenrisiken bedeuten. Aufgrund der Heterogenität der VNB müsste sich der regulatorische EK-Zins an den Risikoprofilen der am wenigsten rentablen VNB-Projekte orientieren. Es bräuchte also einen höheren Anstieg des EK-Zinses, welcher die Netzentgelte weiter befeuern würde.

Umgesetzt werden könnten Eigenkapitalinstrumente durch staatliche Energieinfrastrukturgesellschaften, oder durch die KfW bzw. die Landesförderbanken. Sie geben auf Wunsch Eigenkapitalspritzen hinzu, wenn die VNB dies als notwendig ansehen („Optionalität“). Voraussetzung dafür sollte jedoch sein, dass die VNB eine private Finanzierungsabsicht nachweisen („Konditionalität“). Die Bereitstellung des Eigenkapitals erfolgt über die Aufnahme von öffentlichen Krediten („finanzielle Transaktion“). Aus den Dividenden werden Zinskosten und Tilgungen der aufgenommen Bundeskredite analog zum ÜNB-Vorschlag bedient sowie die Netzentgelte bezuschusst („Dividendenrecycling“).

Die Optionalität des staatlichen EK-Beteiligungsprogramms soll der Heterogenität der Verteilnetzbetreiber Rechnung tragen. Der Einstieg des Bundes oder der Länder, gerade bei privaten VNB, darf nicht erzwungen werden. Wo eine private Finanzierung des Stromnetzausbaus möglich ist, soll sie möglich bleiben. Durch die Optionalität wird außerdem die Gestaltungsfreiheit der Kommunen sichergestellt (§28 Grundgesetz).

Bedingungen für die Bundesbeteiligung sind die rechtliche Separierung des Stromnetzes und der Nachweis einer privaten Finanzierungsabsicht. Diese Konditionalität ist wichtig: Sie verhindert zu starkes *Crowding-Out* von privatem Kapital, und die *Due-Diligence*-Prüfung wird an private Investoren übertragen, sodass auf extensive bürokratische Prüfverfahren auf staatlicher Seite verzichtet werden kann.

Die Kriterien für die staatliche Kapitalvergabe sollten einfach sein. Zum Beispiel sollte es für Energiewendefonds (zweite Säule) niedrigschwellig möglich sein, eine Kapitalzusage anzumelden. Die VNB und private Kapitalgeber müssen sich bei ihrer Finanzplanung unmittelbar auf den staatlichen EK-Zuschuss verlassen können. Der Bund oder die Länder beschränken ihre EK-Beteiligung auf ein festes Vielfaches der privaten Beteiligung, z. B. 100 Prozent, womit staatliches und privates Eigenkapital auf Augenhöhe wären.

Das öffentliche Eigenkapital sollte zunächst mit denselben Dividenden wie privates Eigenkapital vergütet werden. Es sollte dabei als passives Beteiligungskapital (z. B. stille Beteiligung) eingebracht werden, um die Entscheidungsverhältnisse nicht zu verzerren. Obwohl das Insolvenzrisiko bei Verteilnetzbetreibern gering ist, sollte von Anfang an geklärt werden, welche Kapitalgeber im Insolvenzfall zuerst bedient werden: Grundsätzlich wäre es denkbar, öffentliches und privates Eigenkapital gleich zu bedienen. Falls es jedoch der Wunsch ist, privates Kapital zusätzlich anzureizen, so könnte dies über die Nachrangigkeit des staatlichen Eigenkapitals realisiert werden.

Für die Kapitalausstattung des Instruments sollten Bund oder Länder bzw. deren Förderbanken langlaufende Kredite aufnehmen, analog wie beim Konzept für die ÜNB. Das Gesamtvolumen des staatlichen Eigenkapitals (nur VNB) wird bis 2045 anwachsen und dann bei 30-60 Mrd. Euro liegen (bei 50 Prozent staatlicher EK-Bereitstellung).

Wichtig für das Gelingen dieses Konzepts ist ein sinnvolles Dividendenrecycling. Die Dividenden werden nicht in den Haushalt zurückgeführt. Stattdessen werden sie verwendet, um für die aufgenommenen Kredite Zinskosten und Tilgungen zu zahlen. Je nach Maturitätsstruktur der Kredite müssten dafür bereits früher Dividenden ausgezahlt werden, als private Investoren es erwarten würden – diese bevorzugen in der Phase des Investitionsaufwuchses eine höhere Thesaurierungsrate, was die EK-Bedarfe weiter reduziert.

Die Differenz aus Dividenden und Kreditkosten nutzen Bund bzw. Länder, um die Netzentgelte zu bezuschussen. Es besteht immer ein signifikantes Zinsdifferential zwischen der EK-Rendite und den staatlichen Finanzierungskosten. Durch dieses Dividendenrecycling kann der Bund seine günstigen Finanzierungsbedingungen fast vollständig weitergeben.

Es besteht die Gefahr, dass einige VNB trotz Fondssysteme und Eigenkapitalinstruments Probleme haben, das notwendige Eigenkapital zu mobilisieren. Diese Härtefälle erwarten wir vor allem in der Gruppe der EVU mit unter 30.000 Kunden. Für die Unternehmen könnte im Zweifel auf den Nachweis einer privaten Finanzierungsabsicht verzichtet werden. Aufgrund des geringen Finanzierungsvolumen dieser Akteure wäre dies verkraftbar, es würde jedoch zu erheblichem, zusätzlichen Administrationsaufwand auf der Seite von Bund bzw. Ländern führen.

5. Fazit

Der Stromnetzausbau ist die zentrale Bedingung für die Energiewende. Die Politik, insbesondere die neue Bundesregierung, erkennt den Handlungsbedarf an. Wichtig ist jetzt, die entsprechenden Maßnahmen schnell und zielführend umzusetzen. Die Mobilisierung von zusätzlichem Eigenkapital ist der Anker jeder weiteren Finanzierung, entsprechende Instrumente dürfen nicht zu sparsam ausgestattet sein.

Für die Übertragungsnetzbetreiber gilt es schnell zu handeln, denn für TenneT sollte bis Ende des Jahres eine Lösung gefunden werden. Zentral ist der laufende Reformprozesses der ÜNB-Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Private Großinvestoren müssen in die Lage versetzt werden, in die Stromnetze investieren zu können. Der entscheidende Hebel ist eine Erhöhung der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Weiterhin gilt es, die Beteiligung des Bundes an den ÜNB zu stärken. Dies beinhaltet eine Ausweitung der bisherigen Anteile der KfW an zwei ÜNB, sowie Beteiligungen an den zum Verkauf stehenden Teilen der beiden anderen ÜNB.

Darüber hinaus ist wichtig, dass die KfW die nötigen Eigenkapitalerhöhungen auch tatsächlich tätigt. Dazu muss sie mit zusätzlichem staatlichem Geld ausgestattet werden. Über einen *Bond-to-Equity-Switch* kann dies fiskalisch neutral geschehen. Durch eine Sammlung der Netzrenditen kann außerdem ein signifikanter Beitrag zur Deckelung der Übertragungsnetzentgelte geleistet werden. Weitere strukturelle kostensenkende Maßnahmen sowie Zuschüsse in der kurzen Frist zur Senkung der Übertragungsnetzentgelte bleiben erforderlich.

Im Verteilnetzbereich ist der Handlungsbedarf ebenfalls dringend. Bis spätestens 2027 sollten Instrumente stehen, welche die Finanzierungsfähigkeit der VNB sicherstellen. Auch hier ist wieder der regulatorische Rahmen wichtig, damit private Investoren prinzipiell befähigt werden, in den Netzausbau zu investieren. Dadurch und durch ein staatlich flankiertes Fondssystem können signifikante Mengen an privatem Eigenkapital für die Breite der VNB mobilisiert werden.

Da dies allein nicht ausreichen wird, braucht es ergänzend ein staatliches Beteiligungsprogramm. Dieses kann sowohl über den Bund als auch über die Länder laufen. Dies könnte so ausgestaltet werden, dass bei Nachweis einer privaten Finanzierungsabsicht Bund oder Länder als stille Miteigentümer einsteigen. Dadurch wird die *Due-Diligence*-Prüfung bei den privaten Akteuren belassen, es können Netzentgelte durch Dividendenrecycling analog dem ÜNB-Ansatz reduziert werden, und die Privatisierung von Stromnetzassets wird begrenzt.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz / Amprion / TenneT / Transnet BW (2025): "Stellungnahme der vier Übertragungsnetzbetreiber zu den BNetzA Eckpunkten zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreibers", 50Hertz, https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/transparenz/positionspapiere/20250417_ünb_stellungnahme_eckpunktepapier.pdf, [Zuletzt aufgerufen: 16.5.2025].
- Bayer, C. / Born, B. / Luetticke, R. (2023): "The liquidity channel of fiscal policy", Journal of Monetary Economics, 134, S. 86–117, <https://doi.org/10.1016/j.jmoneco.2022.11.009>.
- BDEW / VKU (2024): "Kapital für die Energiewende", VKU, https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Presse/01062024_Kapital_für_die_Energiewende_Publikation_die_EWF_Option.pdf, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- Bundesnetzagentur (2021): "Beschluss BK4-21-055", Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2021/BK4-21-0055/BK4-21-0055_Beschluss_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=1, [Zuletzt aufgerufen: 16.5.2025].
- Bundesnetzagentur (2023): "Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023)", Bundesnetzagentur, <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- Bundesnetzagentur (2024): "Festlegung von Regelungen für die Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen im Kapitalkostenaufschlag", Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2023/BK4-23-0002/BK4-23-0002_Beschluss_Internet.html?nn=871368, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- Bundesnetzagentur (2025a): "Eckpunkte zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber", Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%232_UENB/Downloads/GBK-25-01-1%232_Eckpunktepapier_DL.pdf?__blob=publicationFile&v=1, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- Bundesnetzagentur (2025b): "Bundesnetzagentur veröffentlicht Diskussionspapier zur Bildung der Stromnetzentgelte", Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250512_AgNes.html, [Zuletzt aufgerufen: 16.5.2025].
- CDU/CSU und SPD (2025): "Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode".
- Dr. Borghorst, M. / Dr. Brilon, S. / Dr. Raffer, C. (2025): "Rekorddefizit und Zukunftssorgen: zur aktuellen Lage der kommunalen Haushalte", KfW, 499, <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2025/Fokus-Nr.-499-Mai-2025-Finanzlage-Kommunen.pdf>, [Zuletzt aufgerufen: 16.5.2025].
- FinanceConnect (o. J.): "FinanceConnect", FinanceConnect, <https://www.financeconnect.eu/>, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- Frontier Economics / Prof. Randl, O. / Prof. Zechner, J. (2025): "Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-02-3%231_KapVer/Gutachten/Gutachten_Frontier.pdf?__blob=publicationFile&v=2, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- Gabaix, X. / Koijen, R. S. J. (2020): "In Search of the Origins of Financial Fluctuations: The Inelastic Markets Hypothesis", SSRN Electronic Journal, <https://doi.org/10.2139/ssrn.3686935>, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- Hoffmann, P. / Krichene, H. / Zimmer, M. / Mier, M. (2025): "Plug, baby, plug: Unlocking Europe's electricity market", Allianz Research, https://www.allianz.com/content/dam/onemarketing/azcom/Allianz_com/economic-research/publications/specials/en/2025/march/2025-03-11-Electricity-Market.pdf, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].

- Jiang, Z. / Lustig, H. / Van Nieuwerburgh, S. / Xiaolan, M. Z. (2023): "Fiscal Capacity: An Asset Pricing Perspective", *Annual Review of Financial Economics*, 15 (1), S. 197–219, <https://doi.org/10.1146/annurev-financial-110921-103651>.
- Koijen, R. S. J. / Yogo, M. (2019): "A Demand System Approach to Asset Pricing", *Journal of Political Economy*, 127 (4), S. 1475–515, <https://doi.org/10.1086/701683>.
- Kölschbach Ortego, A. / Steitz, J. (2024): "Effekte staatlicher Beteiligungen auf den Stromnetzausbau", *Dezernat Zukunft*, <https://dezernatzukunft.org/effekte-staatlicher-beteiligungen-auf-den-stromnetzausbau/>, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- Krapp, C. / Witsch, K. / Stratmann, K. (2025): "Das sind die Folgen von RWEs Stromnetzverkauf", *Handelsblatt*, <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energie-das-sind-die-folgen-von-rwes-stromnetzverkauf/100113093.html>, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- Luderer, G. / Bartels, F. / Brown, T. / Schreyer, F. (2025): "Report: Die Energiewende kosteneffizient gestalten – Szenarien zur Klimaneutralität 2045", *Ariadne-Report*, <https://ariadneprojekt.de/publikation/report-szenarien-zur-klimaneutralitaet-2045/>, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- TenneT (2025): "Öffentliche Bekanntmachung", TenneT, <https://www.tennet.eu/de/news/oeffentliche-bekanntmachung>, [Zuletzt aufgerufen: 15.5.2025].
- "Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen" (2025): *Gesetze im Internet*, https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/__7.html, [Zuletzt aufgerufen: 16.5.2025].
- VKU (2024): "VKU-Umfrage – Finanzierung der Transformation zur Klimaneutralität", VKU, https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Themen/Finanzen_und_Steuern/240531_VKU_Umfrage_Finanzierung.pdf, [Zuletzt aufgerufen: 16.5.2025].

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Das Dezernat Zukunft ist eine überparteiliche Vereinigung, die Geld-, Finanz- und Wirtschaftspolitik verständlich, kohärent und relevant erklären und neu denken will. Dabei leiten uns unsere Kernwerte:

Demokratie, Menschenwürde und breit verteilter Wohlstand.



www.dezernatzukunft.org



@DezernatZ

Diese Arbeit wurde unterstützt von der European Climate Foundation, Stiftung Klimaneutralität, Laudes Foundation und der Allianz Foundation.

Impressum

Veröffentlicht durch:

Dezernat Zukunft e.V.,
Chausseestraße 111, 10115 Berlin
www.dezernatzukunft.org

Vertretungsberechtigter Vorstand:

Dr. Maximilian Krahé

Vorstand:

Dr. Maximilian Krahé, Janek Steitz, Dr. Maximilian Paleschke

Vereinsregister des Amtsgerichts Charlottenburg

Vereinsregisternummer 36980 B

Inhaltlich Verantwortlicher nach §18 MstV: Dr. Maximilian Krahé

Herausgeber:

Dr. Maximilian Krahé, Berlin
E-Mail: max.krahe@dezernatzukunft.org

Design:

Burak Korkmaz

Diese Arbeit von Dezernat Zukunft ist lizenziert unter der CC BY-NC 4.0



Die Inhalte können mit klarer Kennzeichnung der Quelle und, sofern angegeben, unter Angabe des Autors bzw. der Autorin verwendet werden.