



Stellungnahme
Patrick Kaczmarczyk, Ph.D.

Gesetzentwurf der Bundesregierung
**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des
Bundesbedarfsplangesetzes**
BT-Drucksache 21/6128

Dem Ausschuss ist das vorliegende Dokument in nicht barrierefreier Form zugeleitet worden.

Siehe Anlage

Vorsitzender des Ausschusses
für Wirtschaft und Energie
Christian Frhr. von Stetten, MdB
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Deutscher Bundestag
Ausschuss für Wirtschaft und Energie
Per E-Mail: wirtschaftsausschuss@bundestag.de

Patrick Kaczmarczyk, Ph.D.
Universität Mannheim
Abteilung Volkswirtschaftslehre
L 7, 3–5 – Raum P002
68161 Mannheim

Mannheim, den 19. Juni 2026

Schriftliche Stellungnahme von Patrick Kaczmarczyk, Ph.D. zum Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes (BT-Drucksache 21/6128)

Politische Bedeutung und ökonomische Ausgangslage

Mit dem Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes (BT-Drucksache 21/6128) aktualisiert und erweitert die Bundesregierung den gesetzlichen Bedarfsplan für den Ausbau der Stromübertragungsnetze. Der Entwurf nimmt im Wesentlichen Vorhaben auf, deren Bedarf die Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan 2037/2045 bereits bestätigt hat. Angesichts der zunehmenden Elektrifizierung, des wachsenden Strombedarfs und der geographischen Verlagerung der Erzeugung in den windreichen Norden und Osten ist dieser Schritt ökonomisch geboten und zu begrüßen. Die Bundesregierung erkennt damit richtigerweise an, dass das Übertragungsnetz das Rückgrat einer klimaneutralen Stromversorgung bildet und Verzögerungen beim Netzausbau unbedingt vermieden werden müssen.

Der erklärte Anspruch des Gesetzentwurfs ist ein bedarfsgerechter, kosteneffizienter und beschleunigter Ausbau. Während der Entwurf für die Dimensionen „bedarfsgerecht“ und „beschleunigt“ konkrete Vorkehrungen trifft – etwa über die Bestätigung der Vorhaben und die grundsätzliche Bevorzugung kostengünstigerer Freileitungen –, bleibt die mit Abstand wichtigste Stellschraube für die Kosteneffizienz außerhalb des Gesetzes: die Frage, wie die durch den Bedarfsplan verbindlichen Investitionen finanziert werden. Genau diese Frage entscheidet jedoch darüber, ob der Netzausbau für Wirtschaft und Gesellschaft bezahlbar bleibt oder zu einer dauerhaften Mehrbelastung wird.

In unseren Forschungsarbeiten schätzen wir die Investitionsbedarfe für den notwendigen Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze bis 2045 auf rund 651 Milliarden Euro, davon 328 Milliarden Euro auf der Übertragungsnetzebene und 323 auf der Ebene der Verteilnetze (Bauermann et al., 2024). Um das Stromnetz bis 2037 zu dekarbonisieren, fallen im Übertragungsnetz allein rund 285 Milliarden Euro an, was das jährliche Investitionsvolumen im Gesamtnetz

auf etwa 37 Milliarden Euro und damit auf mehr als das Doppelte des historischen Niveaus anhebt. Diese Investitionen werden über die Netzentgelte refinanziert und schlagen damit unmittelbar auf die Strompreise für Haushalte, Gewerbe und Industrie durch. Der Bedarfsplan, den das vorliegende Gesetz fortschreibt, wird sich somit zwangsläufig auf die Stromkosten auswirken, wobei das Ausmaß der zusätzlichen Belastung entscheidend von der gewählten Finanzierungsform abhängt.

Die entscheidende Leerstelle: Finanzierung und Netzentgelte

Die Ergebnisse unserer Forschungsarbeiten zeigen, dass – ausgehend von einem Basisszenario von 5 ct/kWh für die durchschnittlichen Netzentgelte – die Ausweitung der Eigenkapitalbasis der Netzbetreiber mit öffentlichem Kapital (Option „öffentliches Eigenkapital“) zu einem dauerhaften Anstieg der durchschnittlichen Netzentgelte um lediglich 1,7 ct/kWh führt. Wird dieselbe Eigenkapitalücke hingegen durch private Finanzinvestoren geschlossen (Option „privates Eigenkapital“), steigen die Netzentgelte um 3 ct/kWh – also fast doppelt so stark.

Der Grund für den großen Unterschied zwischen privater und öffentlicher Finanzierung liegt im Eigenkapitalzins. Private Finanzinvestoren fordern Renditen von 8 bis 10 Prozent, während sich die öffentliche Hand zu einem Bruchteil dieser Kosten am Kapitalmarkt refinanzieren kann. Dieser Renditeaufschlag wird über die regulierten Netzentgelte vollständig auf die Verbraucherinnen und Verbraucher umgelegt. Konkret bedeutet die Finanzierung des bestätigten Ausbaubedarfs mit privatem Eigenkapital eine Mehrbelastung der Stromkunden von insgesamt 110 Milliarden Euro bis 2037 und 200 Milliarden Euro bis 2045 (Kaczmarczyk und Krebs, 2025a). Die gesamtwirtschaftlichen Schäden, die sich aus der höheren Belastung von Unternehmen und Haushalten ergeben, bewegen sich in einer ähnlichen Größenordnung. Es handelt sich damit um eine reine Umverteilung von der Realwirtschaft und den privaten Haushalten hin zur Finanz- und Energiewirtschaft, die volkswirtschaftlich erheblichen Schaden anrichtet.

Die beiden betrachteten Optionen sind Endpunkte eines Kontinuums möglicher Finanzierungsformen. Zwischen einer rein öffentlichen und einer rein privaten Eigenkapitalfinanzierung gilt durchgängig: Je höher der Anteil des öffentlich bereitgestellten Eigenkapitals, desto geringer fällt der Anstieg der Netzentgelte aus. Die Frage der Kosteneffizienz des Netzausbaus ist somit untrennbar mit der Eigentümerstruktur der Netze verbunden. Mit Blick auf den Anspruch des Gesetzentwurfs muss entsprechend festgehalten werden, dass der Bedarfsplan noch so „kosteneffizient“ geplant und über Freileitungen technisch verbilligt werden kann – wird er über private Eigenkapitalrenditen finanziert, wird ein Vielfaches dieser Einsparungen an anderer Stelle wieder aufgezehrt.

Natürliches Monopol, Renditen und Scheinrisiko

Die hohen Renditeforderungen privater Investoren werden regelmäßig mit dem unternehmerischen Risiko begründet. Dieses Argument hält einer ökonomischen Prüfung jedoch nicht stand. Die Übertragungsnetze sind in ihren jeweiligen Regelzonen natürliche Monopole: es gibt keinen Wettbewerb, der über den Markt zu effizienten Preisen führen könnte. Vielmehr erhalten die Netzbetreiber eine regulatorisch zugesicherte Verzinsung ihres Eigenkapitals. Unsere Auswertung der Geschäftsberichte der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den Zeitraum 2010 bis 2023 zeigt, dass die tatsächlich realisierte Eigenkapitalrendite im Durch-

schnitt bei 11,7 Prozent lag (Kaczmarczyk und Krebs, 2025b). Zwar verweisen die Netzbetreiber darauf, dass sich der regulatorisch zugestandene Zins auf eine andere Bezugsgröße bezieht, nämlich auf das regulatorische, nicht das bilanzielle Eigenkapital. Für die Frage, welche Rendite Investoren auf neu bereitgestelltes Kapital erwarten können, bleibt jedoch die ausgewiesene Eigenkapitalrendite maßgeblich (Kaczmarczyk und Krebs, 2025c). Diesen hohen Eigenkapitalrenditen steht ein nach dem Kapitalmarktmodell (CAPM) geschätztes Risiko von lediglich rund einem Prozent gegenüber, das statistisch nicht signifikant von null verschieden ist (Kaczmarczyk und Krebs, 2025b).

Ein analoges Problem zeigt sich übrigens auch auf der Verteilnetzebene: Einer kürzlich veröffentlichten Studie des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft zufolge erzielten die 18 größten Verteilnetzbetreiber im Jahr 2024 eine marktanteilsgewichtete Eigenkapitalrendite von rund 30 Prozent und lagen damit um ein Vielfaches über den in der Anreizregulierung vorgesehenen Werten von 5 bis 7 Prozent, obwohl sie als regionale Monopolisten kaum unternehmerisches Risiko tragen (Bundesverband Neue Energiewirtschaft, 2026).

Dass das Risiko für Eigenkapitalgeber so gering ausfällt, ergibt sich aus dem Regulierungsdesign. Über das sogenannte Regulierungskonto werden Mindereinnahmen in einem Jahr durch höhere Netzentgelte in den Folgejahren ausgeglichen. In keiner Regulierungsperiode hat einer der vier Netzbetreiber folglich einen Verlust erlitten und wird es innerhalb dieses regulatorischen Rahmens auch in Zukunft nicht tun. Über die regulatorisch garantierten Renditen kommen aus der Energiewirtschaft Forderungen nach staatlichen Garantien hinzu, die die Investoren gegen die wesentlichen außerordentlichen Risiken absichern sollen (z.B. eine verzögerte Elektrifizierung oder eine geringere Netzauslastung) (BDEW et al., 2024). Es entsteht so eine ökonomisch widersprüchliche Konstellation: Private Investoren fordern hohe Renditen unter Verweis auf ein Risiko, das ihnen der Staat zugleich nahezu vollständig abnimmt. Die Differenz zwischen der privaten Renditeforderung und den Finanzierungskosten der öffentlichen Hand ist daher als eine ökonomische Rente zu interpretieren.

Vor diesem Hintergrund ist auch die geltende Festlegung der Eigenkapitalverzinsung kritisch zu bewerten. Die Bundesnetzagentur setzt für Bestandsanlagen weiterhin eine kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung von 5,07 Prozent an. Für Neuinvestitionen gilt seit 2024 ein variabler Eigenkapitalzinssatz, der sich aus der Umlaufrendite zuzüglich eines Wagniszuschlags ergibt und im aktuellen Zinsumfeld bei etwa 7 bis 8 Prozent inklusive Gewerbesteuer liegt (BNetzA, 2024). Der darin enthaltene Wagniszuschlag liegt damit spürbar über dem empirisch messbaren Risiko. Aus ökonomischer Sicht lässt sich eine kosteneffiziente Finanzierung daher nicht durch ein bloßes Nachjustieren der regulierten Rendite für private Investoren erreichen, sondern setzt voraus, dass das zusätzlich benötigte Eigenkapital überwiegend von der öffentlichen Hand bereitgestellt wird.

Überführung der Übertragungsnetze in öffentliche Hand

Aus der obigen Analyse folgt, dass die Eigentümerstruktur der Netze für die Kosteneffizienz einen wichtigen Parameter darstellt – unabhängig davon, welche Effizienzgewinne durch andere Maßnahmen gehoben werden können (und sollten). Da das zusätzliche Eigenkapital überwiegend öffentlich bereitgestellt werden müsste, um den Anstieg der Netzentgelte zu begrenzen, liegt es nahe, die ÜNB insgesamt in öffentliches Eigentum zu überführen, wie es in den meisten europäischen Staaten ohnehin der Fall ist (Kaczmarczyk und Krebs, 2025c).

Das folgt unmittelbar aus dem Charakter der Netze als natürliches Monopol. Natürliche Monopole sind der klassische Fall eines Marktversagens, der konventionell für öffentliches Eigentum spricht (Glaeser und Poterba, 2020). Wo Wettbewerb strukturell ausgeschlossen ist, entfällt nämlich der zentrale Effizienzvorteil privater Eigentümerschaft, während ihre Nachteile – hohe Renditeforderungen und der Konflikt zwischen Gewinn- und Versorgungsinteresse – bestehen bleiben. Lassen sich Qualitätsanforderungen vertraglich nur schwer festschreiben und zahlen sich Investitionen erst über lange Zeiträume aus, kann öffentliches Eigentum die überlegene Lösung sein (Hart et al., 1997). Die jüngere empirische Evidenz bestätigt dieses Bild: Für öffentlich-private Partnerschaften in Infrastruktur, Gesundheit und Bildung lassen sich keine systematischen Effizienzvorteile privater Bereitstellung nachweisen, wohl aber häufig höhere Kosten (Fabre und Straub, 2023).

Vor diesem Befund ist der Anfang 2026 beschlossene Einstieg des Bundes bei der TenneT Deutschland mit 25,1 Prozent für rund 7,6 Milliarden Euro ein richtiger erster Schritt (Handelsblatt, 2026). Mit einer Sperrminorität sichert sich der Bund erheblichen Einfluss. Da der Kostenvorteil der öffentlichen Finanzierung jedoch mit dem Anteil des öffentlich bereitgestellten Eigenkapitals steigt, spricht dasselbe Argument, das für die 25,1 Prozent spricht, erst recht für eine zumindest mehrheitliche oder gar vollständige Übernahme. Angesichts des Kapitalbedarfs – der zusätzliche Eigenkapitalbedarf der ÜNB von etwa 110 Milliarden Euro bis 2037 übersteigt deutlich die heutige Bilanzsumme der Unternehmen (Kaczmarczyk und Krebs, 2025c) – würde eine überwiegend öffentliche Bereitstellung dieses Kapitals den staatlichen Anteil schon aufgrund der Größenordnung in den Mehrheitsbereich heben. Konsequenz zu Ende gedacht führt die hier entwickelte Argumentation damit zur vollständigen Überführung der vier Übertragungsnetzbetreiber – TenneT, 50Hertz, Amprion und TransnetBW – in öffentliches Eigentum, gebündelt in einer Infrastrukturgesellschaft des Bundes.

Dagegen wird oft der Einwand hervorgebracht, dem Staat fehle hierfür der fiskalische Spielraum. Doch dieser Einwand verkennt die haushaltsrechtliche Natur des Vorgangs. Der Erwerb von Unternehmensanteilen über eine öffentliche Beteiligungsgesellschaft ist eine finanzielle Transaktion und damit schuldenbremsenneutral. Der Staat finanziert den Erwerb durch günstige Kreditaufnahme, und die Erträge fließen an die öffentliche Hand zurück (Kaczmarczyk und Krebs, 2025c).

Neben einer höheren, gesamtwirtschaftlichen Effizienz wäre eine öffentliche Eigentümerschaft zudem ein Beitrag zum Bürokratieabbau. Das geltende System der Anreizregulierung versucht, für ein natürliches Monopol marktähnliche Ergebnisse nachzubilden, obwohl es hier weder Wettbewerb noch einen Markt gibt. Dafür ist ein aufwendiger Apparat aus Kostenprüfungen, Effizienzvergleichen und Renditefestlegungen nötig, der überdies regelmäßig in Rechtsstreitigkeiten mündet. Ein erheblicher Teil dieses Aufwands entfällt, sobald die Netzbetreiber im öffentlichen Eigentum stehen. Der kostspielige Dauerkonflikt um die regulierte Rendite – bis hin zu den wiederholten Klagen – der Netzbetreiber gegen die Bundesnetzagentur würde der Vergangenheit angehören. An die Stelle der aufwendigen Simulation von Marktkräften träte eine unmittelbare öffentliche Steuerung, die zugleich Transparenz über Bedarfsdaten, Lastflussmodellierungen und Ausbauannahmen schaffen sollte – und damit unmittelbar der bedarfsgerechten und kosteneffizienten Planung dient, der auch der vorliegende Gesetzentwurf verpflichtet ist.

Fazit: Bedarfe für Strukturreformen gehen über den Bedarfsplan hinaus

Ökonomisch lässt sich die Struktur des Netzausbaus nicht sinnvoll von seiner Finanzierung trennen. Wird der mit diesem Gesetz beschleunigte Ausbau über privates Kapital finanziert, drohen erhebliche und dauerhafte Zusatzkosten. Über die direkte Mehrbelastung von bis zu 110 Milliarden allein bis zum Jahr 2037 hinaus wirken überhöhte Strompreise wachstumsdämpfend, weil sie die verfügbaren Einkommen schmälern und Investitionen in die Elektrifizierung bremsen. Hinzu kommen negative politische Folgen: Stark steigende Energiekosten haben in den vergangenen Jahren maßgeblich zur gesellschaftlichen Verunsicherung und zur Stärkung energiewendekritischer Kräfte beigetragen. Ein Netzausbau, der die Strompreise unnötig in die Höhe treibt, gefährdet somit auch die soziale und politische Tragfähigkeit der Energiewende.

Aus ökonomischer Sicht empfiehlt es sich daher, die Fortschreibung des Bundesbedarfsplans mit einer klaren Finanzierungsstrategie zu verbinden. Konkret sollte erstens der mit dem Bedarfsplan verbindlich gemachte Investitionsbedarf ausdrücklich mit einer öffentlichen Eigenkapitalfinanzierung hinterlegt werden. Zweitens sollte der Einstieg bei TenneT Deutschland zu einer Mehrheits- beziehungsweise Vollübernahme ausgebaut und schrittweise auf die übrigen Übertragungsnetzbetreiber ausgeweitet werden, idealerweise gebündelt in einer Infrastrukturgesellschaft des Bundes. Drittens sollte die Bundesnetzagentur den kalkulatorischen Eigenkapitalzins konsequent am tatsächlichen, sehr geringen Risiko ausrichten. Und viertens sollte das Instrument öffentlicher Beteiligungsgesellschaften genutzt werden, um die Finanzierung dauerhaft und schuldenbremsenneutral abzusichern. Auf diese Weise ließe sich der berechnete Anspruch des Gesetzentwurfs – ein bedarfsgerechter, kosteneffizienter und beschleunigter Ausbau – tatsächlich einlösen.

Literatur

- Bauermann, T., Kaczmarczyk, P., & Krebs, T. (2024). Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe (IMK Study Nr. 97). Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung. <https://www.boeckler.de/de/faust-detail.htm?produkt=HBS-009011>
- BDEW, Deloitte, & VKU. (2024). Kapital für die Energiewende: Konzeptpapier zum Energiewendefonds (EWF). <https://www.bdew.de/service/publikationen/kapital-fuer-die-energiewende/>
- Bundesnetzagentur. (2024). Festlegung zur Eigenkapitalverzinsung von Neuanlagen im Strom- und Gasbereich (BK4-23-0002). https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240124_EKZins.html
- Bundesverband Neue Energiewirtschaft. (2026). Verteilnetzbetreiber im Renditehoch: Warum das deutsche Netzentgeltregime Stromkunden Milliarden kostet. <https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/bne-Analyse-der-Netzbetreiberrenditen-2026-v11.pdf>
- Fabre, A., & Straub, S. (2023). The impact of public–private partnerships (PPPs) in infrastructure, health, and education. *Journal of Economic Literature*, 61(2), 655–715. <https://www.aea-web.org/articles?id=10.1257/jel.20211607>
- Glaeser, E. L., & Poterba, J. M. (2020). Economic analysis and infrastructure investment (Working Paper Nr. 28215). National Bureau of Economic Research. https://www.nber.org/system/files/working_papers/w28215/w28215.pdf
- Handelsblatt. (2026, 12. Januar). Bund kurz vor Einstieg bei Stromnetzbetreiber Tennet. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energie-bund-steht-kurz-vor-einstieg-bei-stromnetzbetreiber-tennet/100182371.html>
- Hart, O., Shleifer, A., & Vishny, R. W. (1997). The proper scope of government: Theory and an application to prisons. *The Quarterly Journal of Economics*, 112(4), 1127–1161. <https://academic.oup.com/qje/article-abstract/112/4/1127/1911721>
- Kaczmarczyk, P., & Krebs, T. (2025a). Finanzierungsoptionen für den Stromnetzausbau und ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte (IMK Study Nr. 98). Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung. <https://www.boeckler.de/de/faust-detail.htm?produkt=HBS-009039>
- Kaczmarczyk, P., & Krebs, T. (2025b). The economic costs of green state derisking: Evidence from Germany's energy transition [Working Paper]. Universität Mannheim. (forthcoming)
- Kaczmarczyk, P., & Krebs, T. (2025c). Öffentliche Beteiligungsgesellschaften zur effizienten Finanzierung der Infrastruktur und Daseinsvorsorge (Forschungsförderung Working Paper Nr. 373). Hans-Böckler-Stiftung. https://www.boeckler.de/de/faust-detail.htm?sync_id=HBS-009163