

# Kostenbasierte Regulierung mit klugen Anreizen: Jährlichkeitsprinzip für Übertragungsnetzbetreiber im europäischen Kontext

Lucas Croé, Lukas Schuchardt und Marco Stoltefuß

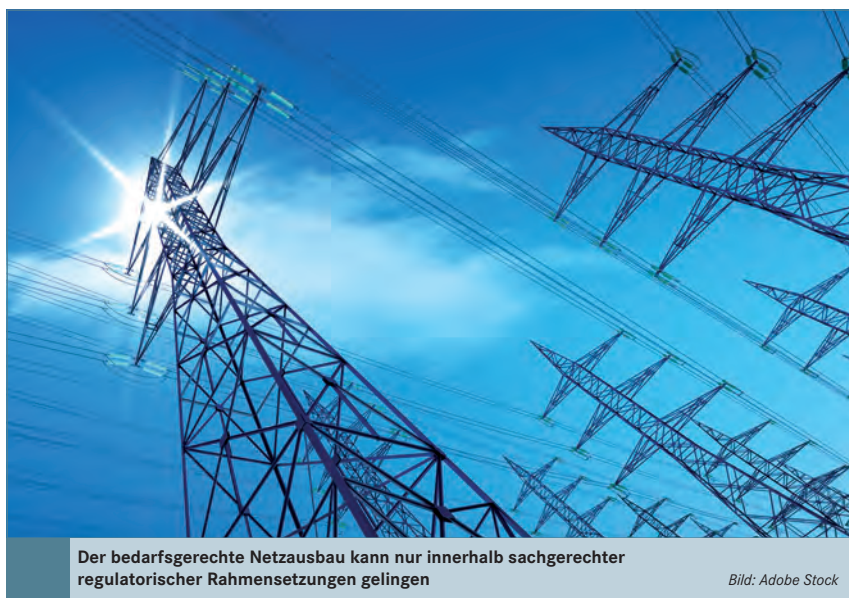
*Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) stehen in der Transformationsphase des Energiesystems vor erheblichen Herausforderungen. Sie müssen massive Netzausbauprogramme stemmen und zunehmende Systemkomplexität bewältigen. Zudem stehen sie vor hohen Anforderungen an die Kapitalmobilisierung. Vor diesem Hintergrund diskutiert die Bundesnetzagentur ab 2029 eine kostenbasierte Regulierung nach dem Jährlichkeitsprinzip. In diesem Beitrag wird erläutert, warum ein solcher Rahmen in der aktuellen Lage sachgerecht sein kann und welche Rolle klug gestaltete Anreizsysteme spielen.*

## Transformationsdruck und Regulierungsdebatte

Die Energiewende stellt die Übertragungsnetze vor einen tiefgreifenden Umbau. Die Zahl und Komplexität der Netzanschlussbegehren – etwa für Batteriespeicher, Rechenzentren und neue Erzeugungskapazitäten – nehmen deutlich zu. Gleichzeitig führt ein wachsender Stromhandel bis kurz vor Echtzeit zu höheren Anforderungen an die Systemführung, um das traditionell hohe Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland zu halten. Parallel dazu sind massive Investitionen in Ausbau und Verstärkung der Übertragungsnetze erforderlich, um Engpassmanagementkosten zu senken und das Netz für eine dekarbonisierte Erzeugungslandschaft zu ertüchtigen.

Diese Entwicklungen treffen auf höhere Kapitalkosten und intensiven Wettbewerb um langfristig gebundenes Infrastrukturkapital. Der seit 2024 laufende sog. NEST Prozess (Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.) der Bundesnetzagentur (BNetzA) und die Eckpunkte zur künftigen Regulierung haben eine breite Debatte darüber angestoßen, welcher Regulierungsrahmen diese Transformationsaufgaben am besten unterstützt [1]. Für die ÜNB stellt die BNetzA ab 2029 ein kostenbasiertes Jährlichkeitsprinzip in Aussicht, welches die bisherige Anreizregulierung ablösen soll [2]. Damit rückt die Frage in den Fokus, wie sich Planbarkeit der Refinanzierung, Effizienz und Investitionsanreize in einem solchen System austarieren lassen.

Ziel dieses Beitrags ist es, zu zeigen, warum ein kostenbasiertes Jährlichkeits-



Der bedarfsgerechte Netzausbau kann nur innerhalb sachgerechter regulatorischer Rahmenseetzungen gelingen

Bild: Adobe Stock

prinzip in der aktuellen Transformationsphase ein sachgerechter Ansatz für die ÜNB sein kann – vorausgesetzt, es wird durch klug gestaltete Anreize ergänzt und vermeidet strukturelle Kostenunterdeckungen. Ein Blick auf europäische Regulierungssysteme verdeutlicht, welche Gestaltungsoptionen bestehen. In Deutschland besteht insbesondere an zwei Stellen Handlungsbedarf: bei der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung und der angemessenen Ausgestaltung von Anzelelementen.

## Kostenbasierte Regulierung nach dem Jährlichkeitsprinzip

### Grundprinzip und Unterschiede zur klassischen Anreizregulierung

Das von der BNetzA diskutierte Jährlichkeitsprinzip entspricht in seinen Grundzügen einer kostenbasierten Regulie-

rung: Die zulässigen Erlöse der ÜNB knüpfen eng an tatsächlich angefallene und geprüfte Kosten an. Ex post werden die Istkosten mit den Plankosten abgeglichen und Abweichungen über eine Art Regulierungskontenlogik verrechnet. Effizienzgewinne kommen den Netzkunden zeitnah zugute, da keine Möglichkeit besteht, diese über mehrere Jahre anzusammeln.

Demgegenüber arbeitet die klassische Anreizregulierung mit einer mehrjährigen Erlösobergrenze (EOG) und einer strikten Basisjahrlogik. Effizienzgewinne verbleiben während der Regulierungsperiode zu einem wesentlichen Teil beim Netzbetreiber und werden erst mit Verzögerung an die Netzkunden weitergegeben. In der derzeitigen Transformationsphase bieten kostenbasierte Systeme zwei zentrale Vorteile (vgl. Abb. 1):

- **Kostenreflexivität:** Netzkunden tragen nur betriebsnotwendige und regulatorisch geprüfte Kosten; Einsparungen werden zeitnah reflektiert.
- **Kapitalzugang:** Planbare Refinanzierung und ein enger Istkostenabgleich reduzieren Unsicherheit und können die Attraktivität für Eigen- und Fremdkapital erhöhen.

### Überinvestitionsrisiken im Lichte der aktuellen Situation

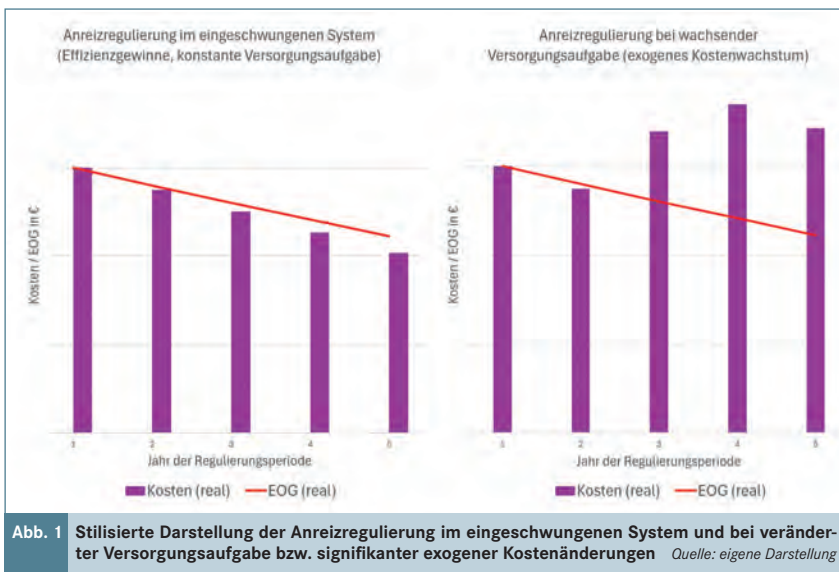
Theoretisch wird kostenbasierten Regimen häufig der sog. Averch-Johnson-Effekt zugeschrieben: Da Rendite nur auf die Kapitalbasis gewährt wird, können Anreize zur Kapitalintensivierung und zu Überinvestitionen entstehen [3]. Für die gegenwärtige Lage der ÜNB ist dieses Risiko jedoch begrenzt. Mehrere Indikatoren sprechen gegen eine übermäßige Ausweitung der Kapitalbasis:

- Die Investitionsprogramme der ÜNB sind bereits heute sehr umfangreich; sie unterliegen einem ausgeprägten Investoren- und Ratingdruck, der einen sparsamen Mitteleinsatz erzwingt.
- Eigenkapitalzuführungen und Fremdkapitalaufnahme sind anspruchsvoll; Kapital ist für die ÜNB ein knappes Gut und muss gegenüber Anteilseignern und Kapitalmarkt gut begründet werden.
- Hohe Engpassmanagementkosten sowie die von der BNetzA geprüften Projekte in den Netzentwicklungsplänen belegen, dass das bestehende Übertragungsnetz strukturell unterdimensioniert ist [4].

Vor diesem Hintergrund spricht wenig dafür, dass ein kostenbasiertes Jährlichkeitsprinzip unter den heutigen Rahmenbedingungen zu systematischen Überinvestitionen führen würde.

### Betriebskosten, Effizienz und Vermeidung struktureller Unterdeckung

Mit Netzausbau und wachsendem Aufgabenportfolio steigen nicht nur das investierte Kapital und damit die jährlichen Kapitalkosten, sondern auch die betrieblichen Aufwendungen (OPEX), etwa für Personal, IT-Systeme und Prozessanpassungen. Eine strenge Basisjahrlogik bildet



dieses volumengetriebene Wachstum nur eingeschränkt ab und erhöht das Risiko von Unterdeckungen, welche die Realisierungsgeschwindigkeit von Projekten beeinträchtigen können.

Eine kostenbasierte Regulierung ist jedoch kein Blankoscheck. Über geeignete Prüf- und Plausibilisierungssystematiken kann sichergestellt werden, dass nur betriebsnotwendige und effiziente Aufwendungen anerkannt werden. Gleichzeitig gilt: Anders als in einer Erlösbergrenzenlogik können Kürzungen im Jährlichkeitsprinzip nicht durch Effizienzgewinne an anderer Stelle kompensiert werden. Strukturelle Unterdeckungen würden deshalb den zentralen Vorteil des Systems – Planungssicherheit und Risikoreduktion – unterlaufen.

Aus Sicht eines ÜNB ist ein kostenbasiertes Jährlichkeitsprinzip daher nur dann sachgerecht, wenn die Ausgestaltung eine systematische Kostenunterdeckung vermeidet und das investierte Kapital in international wettbewerbsfähiger Höhe verzinst wird.

### Anreiz- und Effizienzmechanismen im kostenbasierten Rahmen

#### Rolle von Anreizen: Ergänzung, nicht Ersatz

Ein kostenbasiertes Jährlichkeitsprinzip bildet die tragende Säule des Regulierungsrahmens, ersetzt aber keine Effizienz- und Anreizmechanismen. Deren Aufgabe ist es, kluges, verantwortungsvolles

unternehmerisches Handeln in einem natürlichen Monopol zu fördern – nicht, Risiken einseitig zu verlagern oder komplexe „Gaming“-Anreize zu schaffen.

Anreize sind in diesem Verständnis das „Salz in der Regulierungssuppe“. In der richtigen Dosierung erhöhen sie Wirksamkeit und Zielgenauigkeit, in überhöhter oder falsch ausgerichteter Form können sie volkswirtschaftliche Risiken und Investitionsunsicherheit verstärken.

#### Kriterien wirkungsvoller Anreize

Damit Anreize im Rahmen einer kostenbasierten Regulierung volkswirtschaftlich sinnvoll wirken, sollten sie mehrere Anforderungen erfüllen:

- **Energiewirtschaftlicher Mehrwert:** Die adressierte Zielgröße muss einen erkennbaren Mehrwert für die Netzkunden stiften und die Umsetzung der Energiewende unterstützen.
- **Beeinflussbarkeit und Vorhersagbarkeit:** Der ÜNB muss die Zielgröße wesentlich steuern können; Ergebnisse sollten mit vertretbarer Unsicherheit prognostizierbar sein.
- **Erreich- und Übertreffbarkeit:** Ziele müssen realistisch erreichbar sein und übererfüllt werden können. Reine Malus-Logiken erhöhen nur das Risiko, ohne positive Leistungsanreize zu setzen.
- **Risikobegrenzung:** Deckelungen, Totbänder („Deadbands“) und Sharing-Faktoren begrenzen Risiken und verhindern, dass ÜNB mögliche Bonuszahlungen durch riskantes Verhalten „erkaufen“.

- **Nicht-Substituierbarkeit:** Die Zielgröße darf nicht ohne Weiteres durch andere, nicht angereizte Kostenarten substituiert werden; wo Substitution möglich ist, müssen Anreizhöhen und -relationen sorgfältig austariert werden.

Diese Kriterien entsprechen im Kern den Prinzipien, die das Energiewirtschaftsgesetz für Anreizmechanismen vorsieht.

### Positive Beispiele und kritische Instrumente

Ein positives Beispiel liefert das Anreizsystem zur Beschaffung von Netzverlusten. Netzverluste sind technisch unvermeidbar und vom ÜNB nur begrenzt beeinflussbar; ihre sichere und wirtschaftliche Beschaffung liegt jedoch im öffentlichen Interesse. Das bestehende System sieht einen Referenzpreis vor: Unterbietet der ÜNB diesen Referenzwert, darf er einen Teil der Einsparung als Bonus behalten; bei Überschreitung fällt ein Malus an. Boni und Malus sind gedeckelt, sodass das Beschaffungsrisiko begrenzt bleibt. Unternehmerisches Geschick wird damit honoriert, während der größte Teil der Einsparungen den Netzkunden zugutekommt. Ähnliche Ansätze existieren bei der Beschaffung weiterer Systemdienstleistungen.

Demgegenüber sind Teilbenchmarks und Prozesskostenanalysen aus ÜNB Sicht kritisch zu bewerten. Häufig mangelt es an ausreichender Beeinflussbarkeit und Vorhersagbarkeit der Ergebnisse, die Ergebnisunsicherheit ist hoch. In einer Phase großer Investitionsprogramme und steigender Aufgaben können solche Instrumente die Planbarkeit des Jährlichkeitsprinzips unterlaufen.

Auch scheinbar „outputorientierte“ Standardkostenansätze bergen Risiken. Wird primär zusätzlicher Kostendruck erzeugt, ohne echte Outputs wie Qualität, Tempo oder Kapazität in den Mittelpunkt zu stellen, entstehen Spannungen zu Beschleunigungszielen oder auch Qualitätseinbußen.

Vor diesem Hintergrund lohnt der Blick über die Grenzen. Andere europäische Länder kombinieren kostenbasierte oder hybride Regime mit gezielten Bonus- und Outputanreizen, aus denen sich Lehren für Deutschland ziehen lassen.

## Europäische Bonus- und Anreizsysteme – Beispiele und Lehren

### Deutschland im europäischen Vergleich der Kapitalverzinsung

Im europäischen Vergleich ist eine Anreizregulierung mit EOG das verbreitetste Modell. Daneben bestehen klassische kostenbasierte Regime, etwa in Österreich, der Schweiz und Finnland. Mehrere Länder – darunter die Niederlande – bereiten ebenfalls Systemumstellungen hin zu stärker TOTEX- und outputorientierten Ansätzen vor.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen den Regimen liegt in der Höhe der regulatorisch zugestandenen Eigenkapitalverzinsung (EK-Zins). Der Europäische Rechnungshof weist für Europa eine durchschnittliche Eigenkapitalverzinsung im Übertragungsnetz von rund 7,17 % aus. Deutschland liegt mit etwa 5,09 % deutlich darunter. Nur wenige Länder wie Ungarn und Zypern bieten eine geringere Verzinsung [5].

Bei diesem Vergleich ist zwar zu berücksichtigen, dass die regulatorischen Ansätze zwischen den Ländern zum Teil deutlich variieren. Unterschiede in den Annahmen zu Vor- bzw. Nachsteuergrößen, zu Steuerquoten sowie zur Abbildung realer oder nominaler Größen beeinflussen die direkte Vergleichbarkeit der ausgewiesenen EK-Sätze. Hinzu kommt, dass in Deutschland Neuinvestitionen temporär etwas höher verzinst werden, was in der Studie des Europäischen Rechnungshofes nicht abgebildet wird.

Trotz dieser Einschränkungen zeigt der Vergleich, dass Deutschland im Wettbewerb um knappe Infrastrukturmittel eher im unteren Bereich der europäischen Eigenkapitalverzinsungen liegt. Das ist vor dem Hintergrund der ambitionierten Netzausbau- und Energiewendeziele bemerkenswert.

### Österreich: Kostenbasierte Regulierung mit Bonus ohne Malus

In Österreich werden die ÜNB nach einer jährlichen Kostenlogik reguliert. Beeinflussbare Kosten werden auf Basis historischer Daten fortgeschrieben; ex post gleichen ein Regulierungskonto und Abgeltungsmechanismen Abweichungen

zwischen Plan- und Istkosten aus. Mengenrisiken sind dadurch für die Netzbetreiber begrenzt. Investitionen in den Netzausbau bedürfen der Genehmigung der Regulierungsbehörde; die entsprechenden Kapitalkosten werden ex ante anerkannt.

Auf das investierte Kapital gewährt die österreichische Regulierungsbehörde E-Control derzeit einen Eigenkapitalzins im Bereich von rund 7,8 % und damit deutlich mehr als in Deutschland [5]. Zusätzlich existieren Bonusmöglichkeiten für die Erreichung ex ante definierter marktrelevanter und operativer Ziele. Auffällig ist, dass das System auf Boni ohne Malus setzt: Die Netzbetreiber können zusätzliche Gewinne erzielen, tragen aber in diesem Rahmen kein zusätzliches Sanktionsrisiko. Insgesamt lässt sich Österreich als kostenbasierte Regulierung mit Bonusmöglichkeiten charakterisieren, die das Risiko für Netzbetreiber und Investoren geringhalten und dennoch Anreize für Leistungsverbesserungen setzen.

### Italien und Niederlande: Outputorientierte Bonusmodelle

Auch in Italien wird das investierte Kapital mit einem regulatorisch festgelegten Zins vergütet, der in einer ähnlichen Größenordnung wie in Österreich liegt. Das Land entwickelt seinen Regulierungsrahmen hin zu einem stärker TOTEX- und Zielgrößen-basierten System (Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio) [6]. Besonders interessant ist ein outputorientiertes Bonussystem für eingeworbene Drittmittel, etwa aus europäischen Förderprogrammen wie „Connecting Europe Facility“ (CEF).

Abhängig vom Kosten-Nutzen-Verhältnis eines Projekts darf der italienische Übertragungsnetzbetreiber einen prozentualen Anteil der Fördermittel als Gewinn behalten. Die übrigen Fördergelder reduzieren die regulatorische Verzinsungsbasis. Für Netzkunden bedeutet dies geringere Netzentgelte, für den Netzbetreiber entsteht ein direkter finanzieller Anreiz, Drittmittel aktiv einzuwerben. Dieses Modell schafft eine klare Win-Win-Situation: Die volkswirtschaftlich erwünschte Hebelung von Fördermitteln wird durch ein spürbares Bonusinstrument unterstützt.

In Deutschland sieht das Stromnetzentgeltrecht zwar ebenfalls einen Zinsbonus für Investitionszuschüsse vor. Die dort vorgesehene Bonusquote und zeitliche Begrenzung sowie die aktivistische Kürzung der Zuschüsse von der Verzinsungsbasis führen jedoch zu einer deutlich schwächeren Anreizwirkung, zudem greift der Bonus nur für VNB. Aus Sicht eines ÜNB ist der deutsche Mechanismus dem italienischen Drittmittelbonus in seiner Effektivität klar unterlegen.

Die Niederlande verfolgen parallel eine Reform ihres Regulierungsrahmens hin zu stärker TOTEX-orientierten und stärker outputbasierten Elementen. Dies unterstreicht, dass auch benachbarte Mitgliedstaaten ihre Systeme anpassen, um Investitionssicherheit und Leistungsanreize ausgewogener zu kombinieren – wenn auch mit unterschiedlichen Schwerpunkten und Instrumenten.  
Lehren für Deutschland

Aus den europäischen Beispielen lassen sich mehrere Lehren ableiten:

- Kostenbasierte oder hybride Systeme können erfolgreich mit Bonusmechanismen verknüpft werden, die vor allem an outputorientierten Zielgrößen ansetzen. Hieraus können sich anreizkompatible Erlösmöglichkeiten über die reine Kapitalvergütung hinaus ergeben, die gesamtwirtschaftlichen Nutzen widerspiegeln. Dies entspricht dem sog. „Beyond WACC“-Konzept [7].
- Eine wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung ist ein zentraler Baustein, um in einem europäischen Kapitalmarkt ausreichend Investoren für große Netzausbauprogramme zu gewinnen.
- Outputorientierte Boni – etwa für die Einwerbung von Drittmitteln – sollten so ausgestaltet sein, dass sie eine spürbare Zusatzrendite ermöglichen, ohne die Netzkunden zu benachteiligen.

Für Deutschland bietet es sich an, die Erfahrungen unserer europäischen Nachbarn bei der Ausgestaltung eines Jährlichkeitsprinzips und flankierender Bonussysteme systematisch zu berücksichtigen [8].

## Jährlichkeitsprinzip als sinnvolles System für die Zukunft

In der aktuellen Transformationsphase spricht vieles dafür, den Regulierungsrahmen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber auf ein kostenbasiertes Jährlichkeitsprinzip umzustellen. Ein solches System erhöht die Kostenreflexivität, verbessert die Planbarkeit der Refinanzierung und kann die Kapitalmobilisierung erleichtern. Die Gefahr übermäßiger Kapitalintensität ist angesichts hoher Investitionsbedarfe, knappen Kapitals und regulatorisch geprüfter Netzentwicklungspläne derzeit begrenzt.

Gleichzeitig bleiben Effizienz- und Anreizmechanismen unverzichtbar. Sie sollten sich an klaren Kriterien orientieren: Beeinflussbarkeit, Vorhersagbarkeit, volkswirtschaftlicher Mehrwert, Risikobegrenzung und robuste Vermeidung von Substitutionseffekten. Bewährte Ansätze, etwa bei der Beschaffung von Netzverlusten und Systemdienstleistungen, können weiterentwickelt und um echte Outputgrößen wie Netzausbaugeschwindigkeit, Versorgungsqualität oder Drittmittelakquise ergänzt werden.

Der europäische Vergleich zeigt, dass Deutschland bei der Eigenkapitalverzinsung im unteren Bereich liegt und im Wettbewerb um Kapital eher im Hinterfeld agiert. Österreich und Italien demonstrieren, wie kostenbasierte bzw. hybride Regime mit attraktiven EK-Zinsen und zielgerichteten Bonusmechanismen verknüpft werden können.

In ihrer gemeinsamen Stellungnahme zu den Eckpunkten der BNetzA haben die vier deutschen ÜNB u. a. darauf hingewiesen, dass ein Jährlichkeitsprinzip nur dann seine Vorteile entfalten kann, wenn eine verlässliche Refinanzierung, eine international wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung und sorgfältig kalibrierte Anreizmechanismen gewährleistet sind.

Aus Sicht der ÜNB ist ein kostenbasiertes Jährlichkeitsprinzip daher der sachgerechte Regulierungsrahmen für die Transformationsphase – vorausgesetzt, es wird durch kluge, outputorientierte Anreizsysteme ergänzt und führt weder bei Kapital- noch bei Betriebskosten zu

struktureller Unterdeckung. Unter diesen Bedingungen kann die Regulierung einen wirksamen Beitrag dazu leisten, die Energiewende umzusetzen, ohne Effizienz und Kostendisziplin aus dem Blick zu verlieren.

## Anmerkungen

- [1] BNetzA: Eckpunktepapier zu Nachfolgeregelungen für ARegV, StromNEV und Gas-NEV, 2024, abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK\\_Eckpunkte/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Eckpunkte/start.html)
- [2] BNetzA: Veröffentlichung von Eckpunkten zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber, 2025.
- [3] Averch, H. & Johnson, L.: „Behavior of the Firm under Regulatory Constraint“, in: *American Economic Review*, 52. Jg., 1962, S. 1059-1069
- [4] 50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, 2023, abrufbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/NEP%20kompakt\\_2037\\_2045\\_V2023\\_1E.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/NEP%20kompakt_2037_2045_V2023_1E.pdf)
- [5] Europäischer Rechnungshof: Analyse 01/2025: Das Stromnetz der EU fit machen für Netto-Null-Emissionen, Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, Luxemburg 2025.
- [6] Bovera, F.; Schiavo, L. L. & Vailati, R.: „Combining Forward-Looking Expenditure Targets and Fixed OPEX-CAPEX Shares for a Future-Proof Infrastructure Regulation: the ROSS Approach in Italy“, in: *Current Sustainable and Renewable Energy Reports*, Vol. 11, 2024, S. 105-115.
- [7] Brunekreef, G. & Worm, H.: „Outputorientierte Regulierung und die Energiewendekompetenz in der Anreizregulierung: Was ist gemeint und was sind Optionen?“, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 49 (Suppl. 3), 2025, S. 4-19.
- [8] 50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW: Stellungnahme der vier Übertragungsnetzbetreiber zu den BNetzA-Eckpunkten zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber, 2025.

*L. Croé, Referent, Dr. L. Schuchardt, Leiter Nationales Regulierungsmanagement, M. Stoltefuß, Leiter Regulierungsmanagement, Amprion GmbH, Dortmund  
Lukas.Schuchardt@amprion.net*