

*EWI-Kurzstudie*

# Anreizverzerrungen in der Netzregulierung

Ein Überblick und Diskussion von Reformoptionen



GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

# INHALT

<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>4</b>
<b>2 Theorie und Hintergrund</b>	<b>6</b>
2.1 Anreizregulierung in Deutschland	6
2.2 Neuartige Lösungsoptionen im Netzbetrieb	9
2.3 Anreizwirkung hinsichtlich konventioneller gegenüber neuartigen Netzausbaulösungen	11
<b>3 Mögliche Reformoptionen zur Adressierung der Anreizverzerrung</b>	<b>15</b>
3.1 Diskussion möglicher Reformoptionen	15
3.1.1 Änderungen der ARegV	16
3.1.2 Weiterentwicklung der ARegV	18
3.1.3 Systemische Ansätze	20
<b>4 Fazit</b>	<b>23</b>
<b>5 Literaturverzeichnis</b>	<b>24</b>

# ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

<b>ARegV</b>	<b>Anreizregulierungsverordnung</b>
<b>NEP</b>	<b>Netzentwicklungsplan</b>
<b>rONT</b>	<b>regelbare Ortsnetztransformatoren</b>
<b>EE</b>	<b>Erneuerbare Energien</b>
<b>StromNEV</b>	<b>Stromnetzentgeltverordnung</b>
<b>GasNEV</b>	<b>Gasnetzentgeltverordnung</b>
<b>nbK</b>	<b>nicht beeinflussbare Kosten</b>
<b>bK</b>	<b>beeinflussbare Kosten</b>
<b>FOCS</b>	<b>Fixed-CapEx-OpEx-Share</b>

# 1 EINLEITUNG

Die fortschreitende Dezentralisierung des Energieversorgungssystems mit den sich ändernden Anforderungen an Struktur und Kapazität der Netze stellen die Netzbewirtschaftung vor erhebliche Herausforderungen. Der verstärkte Anteil an erneuerbaren Energien (EE) und die zunehmende Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren (Sektorenkopplung) führt zu steigenden Anforderungen der Stromnetzinfrasturktur. Um die Versorgungsaufgabe, die sich aus gängigen Klimaneutralitätsszenarien ergibt, erfüllen zu können, ist der Netzausbau unerlässlich. Der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (NEP) sieht vor, dass bis 2045 etwa 7.000 Kilometer neue Gleichstromleitungen und mehr als 2.000 Kilometer neue Wechselstromleitungen gebaut und rund 10.000 Kilometer bestehende Leitungen verstärkt werden müssen (NEP, 2023). Auch der Netzausbauplan der Verteilnetzbetreiber geht von einem erheblichen Ausbaubedarf bis zum Zieljahr der Klimaneutralität aus. Die Umsetzung dieser Pläne erfordert erhebliche Investitionen in die Stromnetzinfrasturktur (ef.Ruhr & EWI, 2024; McKinsey, 2024). Hohe Investitionsrisiken, lange Amortisationsdauern und unsichere Renditen erschweren die Finanzierbarkeit der Investitionen (BDEW, Deloitte & VKU, 2023). Zusätzlich zu den Herausforderungen der Netzbetreiber, privates Kapital zu beschaffen, können Fachkräftemangel und langwierige Genehmigungsverfahren die Geschwindigkeit des Netzausbaus beeinträchtigen.

Eine zentrale Rolle neben dem Netzausbau nimmt daher die Digitalisierung der Stromnetzinfrasturktur ein. Zusätzlich zum Netzausbau werden zum Gelingen der Energiewende neuartige Lösungsoptionen eine Rolle spielen, die darauf abzielen, bestehende Netze besser auszulasten und knappe Netzkapazitäten z.B. durch die Inanspruchnahme erzeugungs- und verbrauchsseitiger Flexibilität effizienter zu nutzen. Insbesondere in Situationen, in denen Leitungen nur für wenige Stunden im Jahr ausgelastet wären, können neuartige Lösungsoptionen kostengünstiger als konventionelle Netzausbaumaßnahmen sein. Darüber hinaus können Situationen auftreten, in denen der Netzausbau nicht mit der Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien Schritt halten kann. Um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs in diesen Situationen zu gewährleisten, können von dem Netzbetreiber neuartige Lösungsoptionen ergriffen werden. So könnten zur Behebung von spannungs- und strombedingten Netzengpässen Erzeugungsanlagen abgeregelt und flexible Lasten angepasst werden. Andere konkrete Beispiele für solche neuartigen Lösungsoptionen im Netzbetrieb sind das Leiterseil-Monitoring, regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) oder der Einsatz innovativer Stromnetztechnologien.

Damit die neuartigen Lösungsoptionen im Netzbetrieb Einsatz finden, müssen ausreichend regulatorische Anreize für Netzbetreiber geschaffen werden. Der Netzbetrieb in Deutschland wird unter anderem durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) der Bundesnetzagentur reguliert. Das Grundkonzept der ARegV sieht vor, dass auf Basis einer Kostenprüfung individuelle Erlösbergrenzen für Netzbetreiber innerhalb von Regulierungsperioden festgelegt werden. Dieses Konzept bietet dem Netzbetreiber einen Anreiz, seine Kosten innerhalb der festgelegten Erlösbergrenze zu halten und das Netz effizient zu

bewirtschaften. Idealerweise sollte die Anreizregulierung dem Netzbetreiber Anreize bieten, bei der Auswahl von Lösungen zur Bereitstellung von Netzkapazität und zur Behebung von Engpässen die jeweils volkswirtschaftlich effizienteste Lösungsoption auszuwählen. Jedoch wurde in den vergangenen Jahren verstärkt kritisiert, dass eine Ungleichbehandlung der Kostenarten und -strukturen in der ARegV zu einer systematischen Benachteiligung neuartiger gegenüber konventionellen Lösungsoptionen führt. Insbesondere die Ungleichbehandlung zwischen Kapitalkosten und Betriebskosten setze laut Vertretern der Netzbewirtschaftung Fehlanreize. Da neuartige Lösungsoptionen in vielen Fällen betriebskostenintensiver als konventionelle Netzausbaumaßnahmen sind (Consentec & Frontier Economics, 2019), könnte eine Kapitalkosten-Betriebskosten Verzerrung auch zu einer Verzerrung zwischen konventionellen und neuartigen Lösungsoptionen führen.

Der Abbau von potentiellen Anreizverzerrungen in der ARegV könnte durch die Kompetenzerweiterung im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) von der Bundesnetzagentur adressiert werden. Erste Überlegungen zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens wurden bereits von der Bundesnetzagentur Mitte Januar 2024 in einem Eckpunktepapier skizziert (Bundesnetzagentur, 2024). Die Bundesnetzagentur betont, dass sich die Anforderungen an die Netzbetreiber im Zuge der beschleunigten Energiewende verändert haben und daher eine Überprüfung und Anpassung des Regulierungsrahmens erforderlich ist. Die Bundesnetzagentur könnte neue Regelungen und Anpassungen im Regulierungsrahmen nach dem Auslaufen der ARegV im Dezember 2028 umsetzen. Der wissenschaftliche Bericht soll vor diesem Hintergrund einen Beitrag zur Weiterentwicklung und Anpassung des Regulierungsrahmens leisten, indem potentielle Anreizverzerrungen in der derzeitigen Verordnung aufgezeigt und verschiedene Reformoptionen zur Adressierung der Verzerrungen diskutiert werden.

In dem wissenschaftlichen Bericht werden zunächst die verschiedenen neuartigen Lösungsoptionen vorgestellt. Darüber hinaus wird eine Indikation gegeben, welche Kostenart und -struktur neuartige Lösungsoptionen im Netzbetrieb aufweisen. Darauf aufbauend wird untersucht, wie sich die Ungleichbehandlung der Kostenarten und -strukturen in der ARegV auf die Anreizwirkung verschiedener neuartiger Lösungsoptionen auswirkt. Dabei wird erörtert, in welchen Fällen eine systematische Benachteiligung neuartiger gegenüber konventioneller Lösungsoptionen vorliegt. Nach der Identifikation potenzieller Fehlanreize in der ARegV werden im folgenden Schritt Lösungsoptionen zur Stärkung einer technologieutralen Anreizwirkung vorgestellt. Hierbei können sowohl Weiterentwicklungen und Anpassungen der ARegV diskutiert werden als auch gänzlich andere Regulierungsregime. Abschließend werden die Reformoptionen in Bezug auf ihre Auskömmlichkeit, ihrer Effizianzanreize und ihrer Kohärenz zum bestehenden Regulierungsrahmen diskutiert.

## 2 THEORIE UND HINTERGRUND

Strom- und Gasnetze stellen ein sogenanntes *natürliches Monopol* dar, in dem Wettbewerb nur eingeschränkt oder zumindest nicht effizient möglich ist. Um sicherzustellen, dass Netzbetreiber keine Monopolgewinne abschöpfen, die Versorgungsaufgabe im sozial gewünschten Maß erfüllen und die Netze so effizient wie möglich betreiben, werden Netzbetreiber reguliert. So zielt die Regulierung darauf ab, dass Netzbetreiber die volkswirtschaftlich kosteneffizienteste Maßnahme aus den verfügbaren Maßnahmen der Netzbewirtschaftung und des Netzausbaus umsetzen.

Die Regulierung der Netzbetreiber in Deutschland wird von der Bundesnetzagentur durchgeführt. Die gesetzliche Grundlage für die Regulierung besteht aus der ARegV und der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung (StromNEV/GasNEV). Die Verordnungen regeln Investitions- und Betriebsentscheidungen der Netzbetreiber, sowie die Refinanzierung der Netzkosten über die Netznutzungsentgelte.

### 2.1 Anreizregulierung in Deutschland

Die ARegV spielt eine entscheidende Rolle bei der Auswahl der Maßnahmen im Netzbetrieb. Sie setzt Anreize für Netzbetreiber, wirtschaftlich und effizient zu arbeiten, indem sie die Erlöse reguliert, die Netzbetreiber für ihre Dienstleistung erhalten können.

Seit der Einführung der ARegV im Jahr 2009 wird alle fünf Jahre von der zuständigen Regulierungsbehörde eine Erlösobergrenze für eine fünfjährige Regulierungsperiode für Strom- und Gasnetzbetreiber festgelegt. Zur Bestimmung der Erlösobergrenze werden die tatsächlichen individuellen Kosten unter Berücksichtigung der Inflation und der individuellen Effizienzvorgaben eines Netzbetreibers herangezogen. Die Erlösobergrenze setzt sich aus verschiedenen Kostenkategorien zusammen. Die Kostenkategorien sind entscheidend für die Anrechenbarkeit der Kosten in die Erlösobergrenze. In Abbildung 1 sind die drei wesentlichen Kostenkategorien zur Ermittlung der Erlösobergrenze dargestellt.

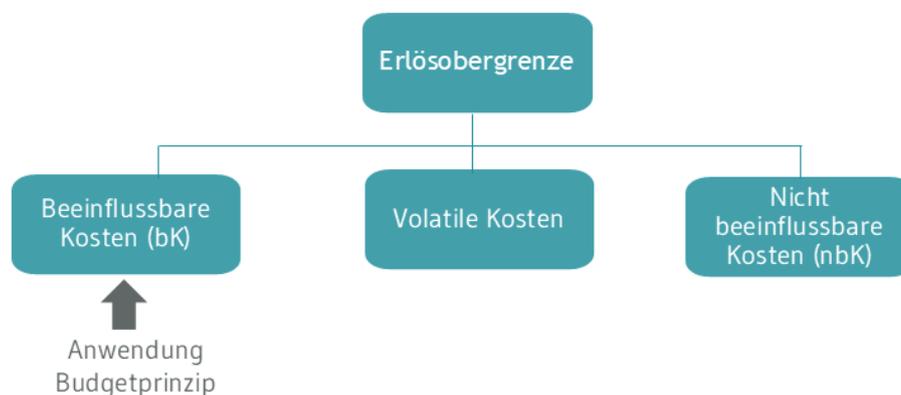
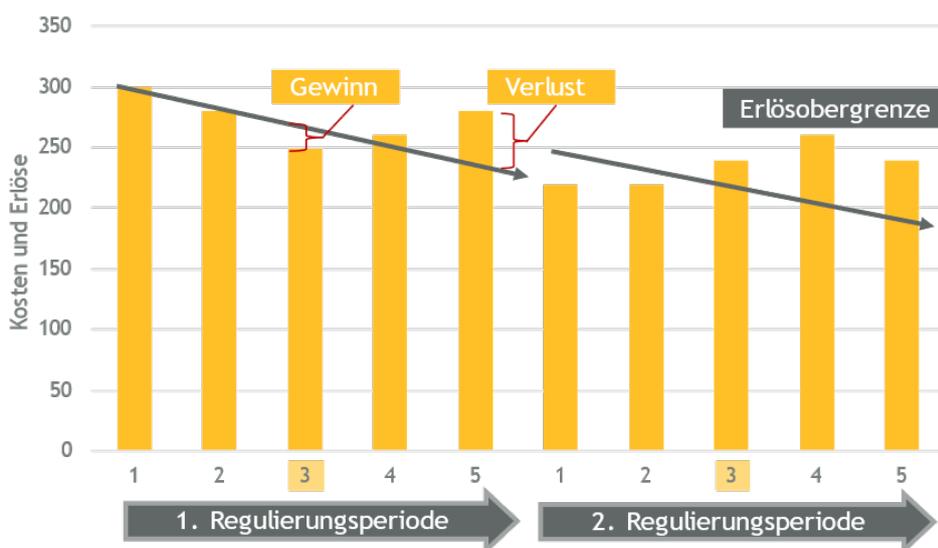


Abbildung 1: Wesentliche Kostenkategorien in der ARegV

*Nicht beeinflussbare Kosten*, sind in der Regel Kosten, auf die der Netzbetreiber keinen Einfluss hat. Kosten, die dauerhaft nicht beeinflussbar sind, fließen daher vollständig in die Erlösobergrenze ein und unterliegen damit nicht dem Effizienzvergleich. Zudem wird die Erlösobergrenze auch innerhalb einer Regulierungsperiode angepasst, wenn sich *nicht beeinflussbare Kosten* innerhalb einer Regulierungsperiode ändern.

Kosten, die als *volatile Kosten* eingestuft werden, werden wie die *nicht beeinflussbaren Kosten* unterperiodisch in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Allerdings unterliegen *volatile Kosten* als beeinflussbare Kosten grundsätzlich dem Effizienzvergleich (Bundesnetzagentur, 2024). Unter *volatile Kosten* fallen stark schwankende Kosten, wie zum Beispiel die Beschaffung von Treibstoffen.

Hingegen unterliegen *beeinflussbare Kosten* dem Budgetprinzip. Nach diesem Prinzip werden die erlaubten Erlöse von den tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers temporär entkoppelt. In Abbildung 2 ist das Budgetprinzip der Anreizregulierung für zwei Regulierungsperioden schematisch dargestellt. Die Balken in dem Diagramm stellen die tatsächlich anfallenden Kosten eines beispielhaften Netzbetreibers dar. Die graue Linie ist die regulatorisch ermittelte Erlösobergrenze. Liegen die tatsächlich anfallenden Kosten unter der ermittelten Erlösobergrenze, erzielt der Netzbetreiber Gewinne. Eine solche Situation ist in der Abbildung für das dritte Jahr der ersten Regulierungsperiode skizziert. Tritt der Fall ein, dass die tatsächlichen Kosten über den erlaubten Erlösen liegen, macht der Netzbetreiber Verluste. Durch die Entkopplung der tatsächlichen Kosten von der Erlösobergrenze wird sichergestellt, dass der Netzbetreiber Anreize hat seine Kosten unter dem Budget zu halten.



**Abbildung 2: Das Budgetprinzip**

Die festgelegte Erlösobergrenze kann einen abnehmenden Verlauf innerhalb einer Regulierungsperiode aufweisen (siehe auch Abbildung 2). Der abnehmende Pfad der Erlösobergrenze ist auf den individuellen Effizienzwert im Effizienzvergleich (§ 12 ARegV) und den sektoralen Produktivitätsfaktor (§ 9 Abs. 3 ARegV) zurückzuführen. Der sektorale Produktivitätsfaktor, auch in der Literatur als Xgen bekannt, ist ein Mechanismus in der ARegV, der die generelle Produktivitätsentwicklung der gesamten Branche berücksichtigt. Ziel ist es, wie im Effizienzvergleich, einen Anreiz zur Kosteneffizienz zu schaffen. Dafür wird die Erlösobergrenze jährlich durch den Produktivitätsfaktor gesenkt. Im Gegensatz zum Produktivitätsfaktor, der auf alle Netzbetreiber gleichermaßen wirkt, hat der Effizienzvergleich das Ziel, individuelle Unterschiede zwischen den Netzbetreibern zu erkennen und zu regulieren. Der Effizienzvergleich dient

somit dazu, einen künstlichen Wettbewerb unter den Netzbetreibern zu simulieren. So wird zu Beginn einer Regulierungsperiode dem Netzbetreiber ein Effizienzwert (gem. § 22 ARegV) zugewiesen<sup>1</sup>, der bestimmt mit welchem Anteil die *beeinflussbaren und volatilen Kosten* in der Erlösobergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Ein Effizienzwert von 90 % bedeutet, dass für beeinflussbare Kosten im ersten Regulierungsjahr 98 % der Kosten erlöswirksam werden, im zweiten 96 % und im letzten Jahr nur noch 90 %, sodass der Netzbetreiber zur Kostenminderung angereizt ist (Consentec & Frontier Economics, 2019). Durch den abnehmenden Pfad der Erlösobergrenze ist der Netzbetreiber bestrebt, Ineffizienzen im Netzbetrieb schrittweise abzubauen.

Die verschiedenen Kostenkategorien werden in der ARegV ungleich behandelt. Zum einen fließen *beeinflussbare und volatile Kosten* in den Effizienzvergleich ein, wohingegen dauerhaft *nicht beeinflussbare Kosten* im Effizienzvergleich nicht berücksichtigt werden. Zum anderen unterliegen *beeinflussbare Kosten* dem Budgetprinzip. Diese Ungleichbehandlung der Kostenkategorien können ungleiche und damit auch adverse betriebswirtschaftliche Anreize für Lösungsoptionen im Netzbetrieb setzen. Wenn sich systematische Unterschiede in den Kostenkategorien zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen ergeben, könnte dies zu einer Verzerrung bei der Abwägung zwischen verschiedenen Maßnahmen führen.

Neben der Einordnung in Kostenkategorien können Unterschiede in der Kostenstruktur die betriebswirtschaftlichen Anreize eines Netzbetreibers beeinflussen. Ausgaben für den Netzbetrieb können in Kapital- und Betriebskosten unterteilt werden. Kapitalkosten entstehen durch den Einsatz von Eigen- und Fremdkapital zur Finanzierung von Investitionen in Anlagevermögen. Bestandteile der Kapitalkosten sind die Finanzierungskosten für das eingesetzte Eigen- und Fremdkapital, die kalkulatorische Gewerbesteuer sowie die kalkulatorischen Abschreibungen. Betriebskosten hingegen sind laufende Kosten, die für die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs anfallen wie zum Beispiel Lohnkosten. In den ersten beiden Regulierungsperioden unterlagen Kapital- und Betriebskosten, die zu den beeinflussbaren Kosten zählen, dem Budgetprinzip und fanden damit in der ARegV gleichermaßen Berücksichtigung. In der dritten Regulierungsperiode für Verteilnetzbetreiber bzw. in der vierten Regulierungsperiode für Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur den Kapitalkostenabgleich eingeführt. Das Instrument wurde implementiert, weil die Anwendung des *Budgetprinzips* bei Kapitalkosten zu regulatorisch bedingten Investitionszyklen führte. So haben Verteilnetzbetreiber in den ersten beiden Regulierungsperioden ihre Investitionen in das dritte Jahr der Regulierungsperiode, das Basisjahr, aufgeschoben. Zu diesem Zeitpunkt ist der Zeitverzug bis zur Abbildung der Investitionen in der Erlösobergrenze am geringsten und die Erlösobergrenze der darauffolgenden Regulierungsperiode wird damit positiv beeinflusst. Vor diesem Hintergrund dient der Kapitalkostenabgleich dazu, die regulatorisch bedingten Investitionszyklen und Investitionshemmnisse durch den Zeitverzug der Erlöswirksamkeit abzubauen. Durch die Einführung des Kapitalkostenabgleichs fließen Investitionen auf Basis von Ist- und Plandaten ohne Verzögerung innerhalb einer Regulierungsperiode in die Erlösobergrenze ein (Bundesnetzagentur, 2021). Hingegen unterliegen Betriebskosten weiterhin dem *Budgetprinzip*. Damit werden neu anfallende Betriebskosten erst im Basisjahr erfasst und in der darauffolgenden Erlösobergrenze abgebildet.

Inwieweit diese Ungleichbehandlung der Kostenarten zu Anreizverzerrungen zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen führt, wird im weiteren Verlauf erörtert. Zuerst wird untersucht, welche neuartigen Lösungsoptionen dem Netzbetreiber zur Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe zur Verfügung stehen. Darüber hinaus wird analysiert, wie die Kosten der neuartigen Optionen in der Erlösobergrenze abgebildet werden.

---

1. Der Effizienzwert wird in einem Vergleichsverfahren der Bundesnetzagentur für Netzbetreiber mit mehr als 30.000 angeschlossenen Kunden bestimmt (Bundesnetzagentur, Bundesnetzagentur).

## 2.2 Neuartige Lösungsoptionen im Netzbetrieb

In der Netzbewirtschaftung stehen den Netzbetreibern eine Vielzahl an neuartigen Lösungsoptionen zur Verfügung. Neuartige Lösungen können entweder unabhängig von konventionellen Lösungen wie dem Zubau, der Verstärkung oder der Umstrukturierung von Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen notwendig sein, sie können an manchen Stellen jedoch auch ein Substitut darstellen (FfE, 2016). Die Kostenstruktur und -kategorie neuartiger Lösungsoptionen hängt stark von der jeweiligen Maßnahme ab (siehe Tabelle 1). Auf die einzelnen Maßnahmen neuartiger Lösungsoptionen im Netzbetrieb wird im Folgenden näher eingegangen.

### Regelbare Ortsnetztransformatoren und Spannungslängsregler

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) und Spannungslängsregler sind innovative Lösungen, um Spannungsprobleme in Mittel- und Niederspannungsnetzen durch schwankende erneuerbare Energien zu beheben. Die bereits am Markt etablierten rONT können das Übersetzungsverhältnis innerhalb von einer bestimmten Spannungsbandbreite dynamisch beispielsweise durch Fernsteuerung ohne Unterbrechung der Stromversorgung ändern (FfE, 2016). Hingegen sind die Übersetzungsverhältnisse vom klassischen Ortsnetztransformator fest vorgegeben, was bei hoher dezentraler Einspeisung ins Niederspannungsverteilstnetz zu Spannungsbandproblematiken führen kann (IASS Potsdam, 2017). Eine weitere intelligente Netztechnologie zur Behebung der Spannungsprobleme sind Spannungslängsregler. Diese werden im Nieder- und Mittelspannungsnetz eingesetzt und dienen zur automatischen Anpassung von Spannungen bei starken Schwankungen. Beide Maßnahmen stellen netzoptimierende Betriebsmittel dar, bei denen Investitionen in Sachanlagevermögen im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln mit leicht höheren Betriebskosten einhergehen (FfE, 2016). Die anfallenden Kosten intelligenter Netztechnologien werden in der ARegV als „beeinflussbare Kosten“ berücksichtigt und unterliegen demnach dem Effizienzvergleich. Eingesetzt werden diese neuartigen Maßnahmen ausschließlich von Verteilnetzbetreibern.

**Tabelle 1: Neuartige Lösungsoptionen im Netzbetrieb**

	Neuartige Maßnahme	Kostenart
Übertragungsnetzbetreiber	Freileitungsmonitoring	Fallspezifisch
	 Engpassmanagement	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten
	 Digitalisierungsmaßnahmen	i. d. R. beeinflussbare Kosten
Verteilnetzbetreiber	 Spannungslängsregler	beeinflussbare Kosten
	 Regelbare ONTs	beeinflussbare Kosten
	 Engpassmanagement	volatile Kosten
	 Digitalisierungsmaßnahmen	i. d. R. beeinflussbare Kosten
	 Verbraucherseitige Flexibilität	i. d. R. beeinflussbare Kosten

 Kapitalkostenintensiv      Betriebskostenintensiv

## Freileitungsmonitoring

Freileitungsmonitoring dient zur Behebung von strombedingten Netzengpässen und wird von Übertragungsnetzbetreibern auf bestehende Trassen des Höchstspannungsnetzes eingesetzt. Diese Technologie führt zur besseren Auslastung von Freileitungen durch die Berücksichtigung von Witterungsverhältnissen. Durch die Überwachung von Freileitungen kann die tatsächliche Belastbarkeit der Leitungen in Echtzeit optimiert werden und erhöht damit die Netzkapazität. Die Datenerfassung und -auswertung über die Temperatur und Windgeschwindigkeit erweitert die Betriebsführung und geht mit neuen Betriebskosten einher. Die Einrichtung von Wetterstationen und intelligenten Kommunikationstechnologien führen zu Kapitalkosten, die sich zwischen den Netzbetreibern abhängig von der bestehenden Infrastruktur unterscheiden können. Vor diesem Hintergrund ist die Kostenkategorie und -art fallspezifisch.

## Engpassmanagement-Maßnahmen

Engpassmanagement-Maßnahmen stellen neuartige Lösungsoptionen dar, die sowohl spannungs- als auch strombedingte Netzengpässe durch den Eingriff in Anlagenfahrpläne beheben können. Hierzu zählen Maßnahmen des Redispatch. Der Eingriff in Anlagenfahrpläne kann sowohl durch Übertragungs- als auch durch Verteilnetzbetreiber erfolgen. Engpassmanagement-Maßnahmen werden insbesondere dann eingesetzt, wenn sich der konventionelle Netzausbau verzögert und andere neuartige Lösungsoptionen kurzfristig keine Abhilfe schaffen können. Hinsichtlich der Kostenstruktur ist bei Maßnahmen des Engpassmanagements der Betriebskostenanteil um ein Vielfaches höher als der Kapitalkostenanteil (Consentec, 2019). Große Teile der Engpassmanagementkosten wurden bis 2021 in der ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt, da sie im wesentlichen Teil extern beeinflusst werden und unabhängig von der Netzbewirtschaftung des Netzbetreibers sind (Senders, 2020). Mit der ARegV-Novelle 2021 werden Engpassmanagementkosten von Verteilnetzbetreibern zukünftig als *volatile Kosten* in der ARegV eingeordnet (Bundesnetzagentur, 2021). Den Übertragungsnetzbetreibern werden diese allerdings weiterhin als *nicht beeinflussbare Kosten* angerechnet.

## Digitalisierungsmaßnahmen

Unabhängig von spezifischen Einsatzmöglichkeiten und Lösungsoptionen wird die Digitalisierung in den kommenden Jahren eine entscheidende Rolle im Netzbetrieb spielen, da sie eine effizientere und flexiblere Energieversorgung ermöglicht. Durch die Integration von intelligenten Messgeräten, Automatisierungssystemen und Echtzeitdatenanalysen können Netzbetreiber den Stromfluss überwachen und steuern, was eine schnellere Fehlererkennung und -behebung und eine effizientere Integration erneuerbarer Energien in das System ermöglicht. In der Regel sind Digitalisierungsmaßnahmen betriebskostenintensiv, was sich auf die Handhabung der Kosten innerhalb der ARegV auswirkt. Durch die Berücksichtigung der Betriebskosten im Budgetprinzip (siehe Kapitel 2.1) können verminderte Anreize bestehen, in Digitalisierungsmaßnahmen zu investieren.

## Einsatz nutzerseitiger Flexibilitäten

Der Einsatz nutzerseitiger Flexibilitäten kann im Rahmen der Netzbewirtschaftung dazu führen, dass Netzkapazitäten effizient ausgelastet werden und somit eine Alternative zu klassischem Engpassmanagement durch Redispatch darstellen. In der Regel sind dafür neuartige Betriebskonzepte (sog. Smart Grids) notwendig, die mit steigenden Betriebskostenanteilen einhergehen. Bezüglich der Bewirtschaftung von Netzengpässen könnten „neue“ Flexibilitätsoptionen (Nutzung von Nachfrageflexibilität, Speichern, etc.)

gegenüber Engpassmanagementmaßnahmen benachteiligt werden, da sie Betriebskosten verursachen und entsprechend dem Budgetprinzip unterliegen, wohingegen die Kosten des Engpassmanagements als *dauerhaft nicht beeinflussbar bzw. volatil* gelten (EWI, 2021). Ebenso fallen für die Flexibilisierung des Stromverbrauchs Kosten auf Nutzerseite an. Theoretisch wäre es möglich, dass es aus Systemsicht optimal ist, dass der Netzbetreiber diese Kosten trägt, solange er auf die nutzerseitige Flexibilität zugreifen und somit effektiv Netzausbau reduzieren kann. Eine solche Konstellation ist in der ARegV jedoch nicht vorgesehen und daher für Netzbetreiber nicht wirtschaftlich.

Die Indikation der Kostenart neuartiger Lösungsoptionen zeigt, dass diese in der Regel mit einem hohen Betriebskostenanteil verbunden sind. Hingegen sind konventionelle Lösungen kapitalkostenintensiv. In einem Vergleich der Kostenstruktur zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen konnte in einer fallspezifischen Modellierung von Consentec und Frontier Economics (2019) festgestellt werden, dass im Durchschnitt der Betriebskosten-Anteil neuartiger Lösungsoptionen um den Faktor 7 höher ist als beim Durchschnitt der konventionellen Lösungen. In Bezug auf die Kostenstruktur sind, mit Ausnahme von Engpassmanagement-Maßnahmen keine systematischen Unterschiede zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen festzustellen. Konventionelle Netzausbaumaßnahmen zählen wie die meisten neuartigen Lösungsmaßnahmen zu den *beeinflussbaren Kosten*.

### 2.3 Anreizwirkung hinsichtlich konventioneller gegenüber neuartigen Netzausbaulösungen

In diesem Kapitel wird untersucht, wie sich die Ungleichbehandlung der Kostenstruktur und -kategorien in der ARegV auf die Beanreizung neuartiger Lösungsoptionen im Vergleich zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen auswirkt. Eine Anreizverzerrung liegt vor, wenn betriebswirtschaftliche Anreize einer Lösungsoption sich nicht mit den Anreizen der volkswirtschaftlich effizientesten Handlungsoption decken (Consentec & Frontier Economics, 2019). Anders ausgedrückt tritt eine Anreizverzerrung dann auf, wenn Netzbetreiber eine Lösungsoption nur deshalb bevorzugen, weil sie im regulatorischen Rahmen stärker angereizt wird, als es die tatsächlichen Kosten/Nutzen-Relation aus Systemperspektive impliziert. In der Untersuchung konnten drei Ursachen in der Ausgestaltung der ARegV identifiziert werden, die die Technologieneutralität der Beanreizung verschiedener Lösungsoptionen verletzt und damit Anreize verzerrt. Diese sind der *Zeitpunkt der Erlöswirksamkeit*, der *Effizienzvergleich* und die *Eigenkapitalverzinsung*. Im Folgenden werden die drei Ursachen näher erläutert.

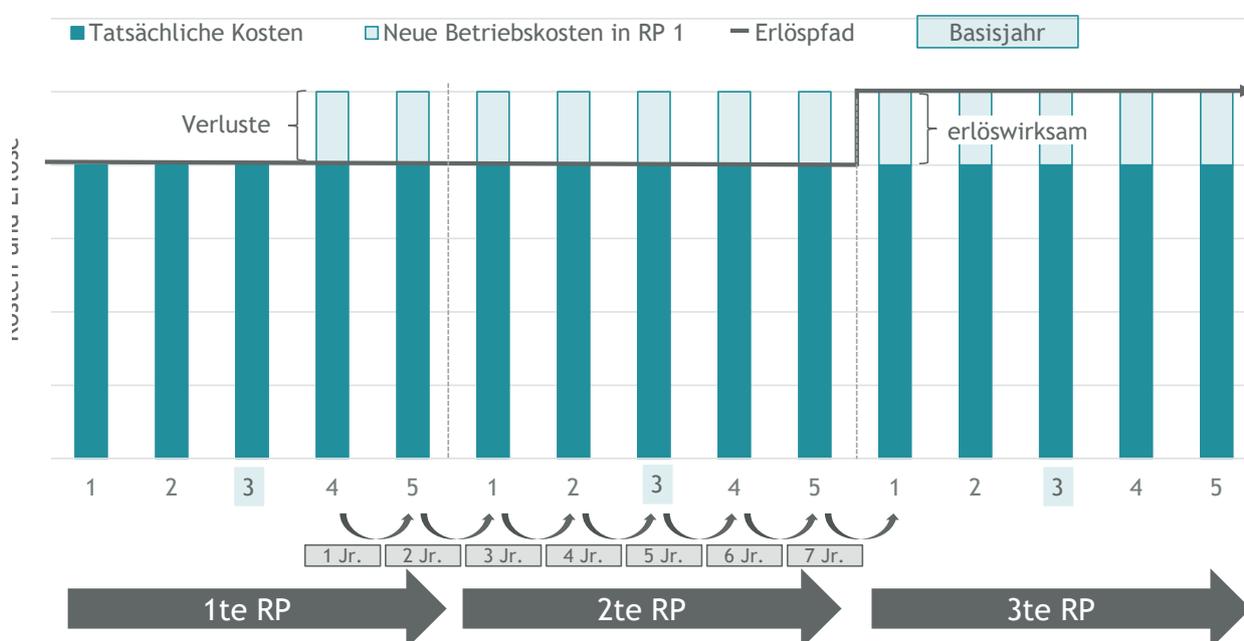
#### Zeitpunkt der Erlöswirksamkeit

Abhängig von der Kostenart und -kategorie fließen die Kosten zu unterschiedlichen Zeitpunkten in die Erlösobergrenze ein und führen für die Netzbetreiber somit zu unterschiedlichen Zeitpunkten zu Erlösen. Kosten, die als *dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten* oder *volatile Kosten* eingestuft werden, führen ohne Zeitverzug zu einer Anpassung der Erlösobergrenze. Hingegen werden *beeinflussbare Kosten* erst nach drei bis sieben Jahren erlöswirksam. Netzbetreiber bevorzugen bei sonst gleichen Kosten und Erträgen diejenigen Alternativen, deren Kosten zu einem früheren Zeitpunkt in der Erlösobergrenze abgebildet sind. Infolgedessen können hinsichtlich des Zeitpunkts der Erlöswirksamkeit Anreizverzerrungen zwischen Lösungsoptionen auftreten, die im weiteren Verlauf sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene untersucht werden.

Auf Übertragungsnetzebene werden Engpassmanagementkosten nach § 11 ARegV als *dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten* und auf Verteilnetzebene als *volatile Kosten* eingestuft. Damit werden diese bereits im selben Jahr der Tätigung erlöswirksam. Für die Umsetzung aller anderen neuartigen Maßnahmen,

die im wissenschaftlichen Bericht analysiert werden, fallen größtenteils beeinflussbare Kosten an (siehe Kapitel 2.2, Tabelle 1). Sowohl Kapital- als auch Betriebskosten können als *beeinflussbare Kosten* kategorisiert werden. *Beeinflussbare Kosten* unterliegen dem Budgetprinzip, wonach die Erlöse innerhalb einer Regulierungsperiode von der tatsächlichen Entwicklung der beeinflussbaren Kosten entkoppelt werden. Damit werden Änderungen der beeinflussbaren Kosten zeitverzögert in die Erlösobergrenze einbezogen. Ausnahme bilden die Kapitalkosten. Durch die Einführung des Kapitalkostenabgleichs<sup>2</sup> in der dritten Regulierungsperiode für Verteilnetzbetreiber und der vierten Regulierungsperiode für Übertragungsnetzbetreiber werden Änderungen der Kapitalkosten, die beispielsweise durch Investitionen in den Netzausbau entstehen, innerhalb einer Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Man spricht hierbei von einer unterperiodischen Anpassung der Erlösobergrenze. Änderungen der Kapitalkosten innerhalb einer Regulierungsperiode können daher mithilfe des Kapitalkostenabgleichs ohne Zeitverzug geltend gemacht werden.

Handelt es sich jedoch um beeinflussbare Betriebskosten, generieren diese durch das *Budget-Prinzip* zu einem späteren Zeitpunkt Erlöse. Nach dem *Budget-Prinzip* wird die Erlösobergrenze von der tatsächlichen Entwicklung der Kosten innerhalb einer Regulierungsperiode entkoppelt. Konkret bedeutet das, dass die Erlösobergrenze erst in der folgenden Regulierungsperiode an die neu entstandenen Betriebskosten angepasst wird. Mit Blick auf die Erlöswirksamkeit von beeinflussbaren Betriebskosten kann die Trägheit der Anpassung zu einem maximalen Zeitverzug von sieben Jahren führen. In Abbildung 3 ist dieser Zeitverzug gezeigt. Angenommen, neue Betriebskosten entstehen in dem vierten Jahr der ersten Regulierungsperiode und fallen konstant für jedes weitere Regulierungsjahr an, dann werden diese erst nach fünf Jahren bei der Ermittlung der Erlösobergrenze im Basisjahr der zweiten Regulierungsperiode erfasst. Durch die Übermittlung und Prüfung der Kostendaten von Netzbetreibern fließen die neuen beeinflussbaren Betriebskosten erst im ersten Jahr der dritten Regulierungsperiode in die Erlösobergrenze ein (Öko-Institut, 2023).



**Abbildung 3: Maximaler Zeitverzug der Erlöswirksamkeit bei neuen Betriebskosten ohne Berücksichtigung des Effizienzwertes und der Inflation**

2. Der Kapitalkostenabgleich setzt sich aus einem Aufschlag und einem Abzug zusammen. Beim Kapitalkostenaufschlag werden die kalkulatorische Abschreibung, die Finanzierungskosten und die Gewerbesteuer neuer Investitionen zum nächsten Jahr auf die Erlösobergrenze aufgeschlagen. Analog dazu werden fallende Kapitalkosten durch den altersbedingten Wegfall von Anlagen und abnehmender Finanzierungskosten von der Erlösobergrenze jährlich abgezogen (Consentec und Frontier Economics, 2019).

Dies führt dazu, dass Netzbetreiber neu anfallende beeinflussbare Betriebskosten zunächst nicht an Netznutzende in Form von Netznutzungsentgelten weitergeben können und dadurch Renditeverluste verzeichnen, während Kapitalkosten innerhalb einer Regulierungsperiode die Erlösobergrenze erhöhen und damit die Kosten an Netznutzende weitergegeben werden können. Damit sind in der ARegV konventionelle Lösungsoptionen betriebswirtschaftlich besser abgebildet als neuartige Lösungsoptionen, da Investitionen in den Netzausbau mit hohen Kapitalkosten einhergehen und neuartige Lösungsoptionen überwiegend Betriebskosten in Anspruch nehmen (siehe Kapitel 2.2, Tabelle 1).

### Effizienzvergleich

Im folgenden Verlauf wird untersucht, wie die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs zu potenziellen Anreizverzerrungen zwischen neuartigen und konventionellen Lösungsoptionen führt. Dabei wird zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene unterschieden.

Auf Verteilnetzebene werden ab der dritten Regulierungsperiode Kapitalkosten mit dem Kapitalkostenabgleich (vgl. § 10a ARegV) refinanziert. Mit diesem Instrument werden steigende Kapitalkosten innerhalb einer Regulierungsperiode unterperiodisch berücksichtigt. Damit fließen sie zunächst ohne eine Berücksichtigung einer etwaigen Ineffizienz zu 100 % in die Erlösobergrenze ein (EY, BET & wik, 2018). Erst ab der nächsten Regulierungsperiode werden die gestiegenen Kapitalkosten im Effizienzvergleich berücksichtigt. Im Gegensatz zu Kapitalkosten unterliegen beeinflussbare Betriebskosten ab dem ersten Jahr der Erlöswirksamkeit dem Effizienzvergleich. Bei einem Effizienzwert unter 100 % sind die beeinflussbaren Betriebskosten in einer Regulierungsperiode nicht in voller Höhe in der Erlösobergrenze abgebildet. Diese Ungleichbehandlung der Kostenarten bei Verteilnetzbetreibern könnte zu einer Anreizverzerrung führen. Unter der Annahme, dass neuartige und konventionelle Lösungsoptionen perfekte Substitute darstellen, setzt der Kapitalkostenabgleich stärkere betriebswirtschaftliche Anreize, die konventionelle und damit die kapitalkostenintensivere Lösungsoption zu wählen. Das Ausmaß der Verzerrung ist allerdings abhängig von dem individuellen Effizienzwert eines Netzbetreibers. In der vierten Regulierungsperiode lag der durchschnittliche Effizienzwert der Verteilnetzbetreiber bei 97 % (Bundesnetzagentur). Damit werden die beeinflussbaren Betriebskosten ab dem ersten Jahr der Erlöswirksamkeit im Durchschnitt nicht in voller Höhe in der Erlösobergrenze anerkannt, während neu anfallende Kapitalkosten zunächst von dem Effizienzvergleich ausgenommen sind. Dies könnte zu möglichen Anreizverzerrungen führen.

Analog zu den Verteilnetzbetreibern wurde auf Übertragungsnetzebene eine Periode später der Kapitalkostenabgleich durchgeführt. Anders als auf Verteilnetzebene ist derzeit nicht von einer Anreizverzerrung aufgrund der vorzeitigen Ausnahme neu anfallender Kapitalkosten vom Effizienzvergleich auszugehen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der vierten Regulierungsperiode der Effizienzwert der vier Übertragungsnetzbetreiber bei 100 % liegt (Bundesnetzagentur).

Eine weitere Verzerrung könnte sowohl bei Übertragungs- als auch bei Verteilnetzbetreibern durch die Auswahl endogener Vergleichsparameter in der Effizienzbewertung vorliegen. Zur Ermittlung der Effizienz der Netzbetreiber werden Strukturparameter herangezogen, um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Beispiele hierfür sind die Leitungslänge (eine höhere Leitungslänge führt ceteris paribus zu höheren Netzkosten), die Netztopologie, die Bodenbeschaffenheit und die Höhe der Spitzenlast. Diese Strukturparameter beeinflussen die Kosten der Netzbewirtschaftung und werden daher bei der Effizienzbewertung berücksichtigt. Gemäß § 13 ARegV sollen die Strukturparameter möglichst exogene, also vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare, Eigenschaften des Netzgebietes darstellen. Diese Parameter dienen

dazu, Versorgungsaufgaben von Netzbetreibern im Effizienzvergleich zu berücksichtigen, die mit hohen Netzkosten verbunden sind, wie beispielsweise eine hohe Leitungslänge oder schwer zu bewirtschaftende Böden. Das bedeutet, dass die Strukturparameter als exogen gegebene Umstände betrachtet werden sollen. Jedoch sind einige dieser Strukturparameter tatsächlich vom Netzbetreiber beeinflussbar, was zu einer verzerrenden Anreizwirkung bei Investitionsentscheidungen führen kann.

Während kapitalintensive Investitionen zu einer Erhöhung einzelner Vergleichsparameter und damit tendenziell zu einer Verbesserung des Effizienzwertes führen, haben neuartige Lösungsoptionen in der Regel keinen oder einen negativen Einfluss auf einzelne Vergleichsparameter. Beispielsweise führt die Verstärkung des Stromnetzes, die sogenannte „Zubeseilung“, zu einem Anstieg der Leitungslänge, wohingegen die Leitungslänge bei der Wahl einer neuartigen Lösungsoption wie das Freileitungsmonitoring unverändert bleibt. Ein weiteres Beispiel ist der Einsatz netzdienlicher Flexibilität, welche die Spitzenlast senkt und sich damit negativ auf den Vergleichsparameter auswirkt. Dies trägt zur Verschlechterung des Effizienzwertes eines Netzbetreibers bei (Consentec & Frontier Economics, 2019).

### Eigenkapitalverzinsung

Gemäß §§ 4 ff. der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) wird für die Kapitalkosten des eingesetzten Eigenkapitals von der Bundesnetzagentur eine einheitliche kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung für Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern gewährt (Senders & Halbig, 2020). Der Zinssatz vor Steuern wird für jede Regulierungsperiode neu ermittelt und soll die Opportunitätskosten für die Bereitstellung des Kapitals widerspiegeln. Betriebskosten hingegen sind Ausgaben für Gegenleistungen. Daher ist für diese Kostenart keine Verzinsung vorgesehen.

Für Netzbetreiber könnte es attraktiver sein, kapitalintensive Investitionen, statt neuartige Lösungsoptionen mit einem hohen Betriebskostenanteil zu tätigen, wenn dadurch zusätzliche Gewinne durch die Gewährung einer Eigenkapitalverzinsung erzielt werden können. Dieser Fall würde eintreten, wenn die regulierte Kapitalverzinsung höher als die tatsächlichen Kapitalkosten wäre. In der Literatur ist dieses Phänomen als Averch-Johnson Effekt bekannt. Es gibt jedoch nur begrenzte empirische Beweise dafür, dass eine Überbewertung von kapitalintensiven Investitionen im Vergleich zu laufenden Betriebskosten durch eine zu hoch angesetzte Eigenkapitalverzinsung besteht (Brunekreeft & Rammerstorfer, 2021)

# 3 MÖGLICHE REFORMOPTIOMEN ZUR ADRESSIERUNG DER ANREIZVERZERRUNG

In diesem Kapitel werden mögliche Reformoptionen zur Adressierung der in Kapitel 2 ermittelten Anreizverzerrungen skizziert und diskutiert. Mögliche Reformoptionen sollten das Ziel verfolgen, gleiche Voraussetzungen für die verschiedenen Lösungsoptionen im Netzbetrieb zu schaffen, sodass die Auswahl dieser Optionen durch die Netzbetreiber technologieneutral erfolgt. Dabei werden zunächst Kriterien aufgezeigt, die eine mögliche Reformoption erfüllen sollte. Im Anschluss wird ein Überblick über Weiterentwicklungsoptionen im Regulierungsrahmen dargelegt. Zudem wird eine Auswahl an möglichen Reformoptionen im wissenschaftlichen Bericht unter Berücksichtigung der Kriterien diskutiert. Die Reformoptionen eint, dass sie die Anreizverzerrung auf unterschiedliche Art und Weise adressieren. Zusätzlich werden zur Bewertung regulatorischer Reformoptionen folgende weitere Kriterien herangezogen:

- **Effizianzanreize:** Die Anreizwirkung der Netzbetreiber zur Senkung ihrer Kosten und damit zur Steigerung ihrer Effizienz ist ein zentrales Element in der ARegV. Die bestehende Regulierung hat das Ziel einen effizienten Netzbetrieb zu fördern. Daher sollten Reformoptionen dahingehend bewertet werden, ob ausreichende Anreize bei den Netzbetreibern geschaffen werden, die gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Option zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe zu wählen und dabei gleichzeitig betriebswirtschaftlich effizient zu wirtschaften.
- **Auskömmlichkeit:** Da der Netzbetrieb und damit das Einkommen der Netzbetreiber reguliert ist, muss sichergestellt werden, dass mögliche Reformoptionen die Auskömmlichkeit von Investitionen und Ausgaben im Netzbetrieb nicht gefährden. Das heißt konkret, dass auch in Zukunft gewährleistet sein sollte, dass sich Ausgaben jeglicher Art refinanzieren lassen (z.B. über Netzentgelte). Mögliche Weiterentwicklungsoptionen im Regulierungsrahmen sollten daher den wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber nicht beeinträchtigen.
- **Kohärenz des Regulierungsrahmens:** Mögliche Reformoptionen sollten sich nicht negativ auf die Wirksamkeit anderer Instrumente in der Anreizregulierung auswirken. Insbesondere sollten Maßnahmen zur stärkeren Anreizsetzung neuartiger Lösungsoptionen im Netzbetrieb nicht die Anreize für den konventionellen Netzausbau beeinträchtigen.

## 3.1 Diskussion möglicher Reformoptionen

Im Folgenden wird ein Überblick über ausgewählte in der Literatur vorgeschlagenen Reformoptionen gegeben.<sup>3</sup> Hierfür wird eine Unterteilung der Reformoptionen in folgende Kategorien unternommen: Änderung der ARegV, Weiterentwicklung der ARegV und systemische Ansätze. In Tabelle 2 ist die Einordnung der möglichen Reformoptionen in den jeweiligen Kategorien abgebildet. Zusätzlich gibt die Tabelle einen

---

3. In dem wissenschaftlichen Bericht werden keine Reformoptionen für Engpassmanagementmaßnahmen berücksichtigt, obwohl in der ARegV potentielle Anreizverzerrungen für Redispatch-Maßnahmen auftreten könnten. Grund dafür ist, dass die Engpassmanagementkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. als volatile Kosten eingeordnet werden und Netzbetreiber damit keinen wirtschaftlichen Anreiz haben, die Kosten von Engpassmanagementmaßnahmen zu senken.

Tabelle 2: Reformoptionen der ARegV

	Bewertungskriterien			
	Adressierung einer Anreizverzerrung	Effizianzanreize	Auskömmlichkeit	Kohoranz des Regulierungsrahmen
Heutiger Regulierungsrahmen	Verletzt	Ambivalent	Ambivalent	Ambivalent
<b>Änderung der ARegV</b>				
Abschaffung Kapitalkostenabgleich	Erfüllt	Ambivalent	Ambivalent	Verletzt
Abschaffung des Parameters Leitungslänge	Erfüllt	Erfüllt	Verletzt	Verletzt
Modifikation des Parameters Leitungslänge	Erfüllt	Erfüllt	Erfüllt	Erfüllt
Abschaffung des Parameters Spitzenlast	Erfüllt	Erfüllt	Verletzt	Verletzt
Modifikation Spitzenlast	Erfüllt	Erfüllt	Erfüllt	Ambivalent
<b>Weiterentwicklung der ARegV</b>				
FOCS	Erfüllt	Erfüllt	Ambivalent	Erfüllt
Digitalisierungsbudget	Erfüllt	Ambivalent	Ambivalent	Ambivalent
Einführung OPEX-Rendite	Ambivalent	Ambivalent	Erfüllt	Ambivalent
<b>Systemische Ansätze</b>				
Yardstick-Regulierung	Erfüllt	Erfüllt	Verletzt	Verletzt
Cost-Plus-Regulierung	Erfüllt	Verletzt	Erfüllt	Verletzt

Überblick, inwieweit die Reformoptionen die herangezogenen Kriterien erfüllen. Dabei ist die Bewertung *Ambivalent* in den meisten Fällen so zu verstehen, dass es auf die konkrete Ausgestaltung einer Reform ankommt, ob ein Kriterium erfüllt oder verletzt wird, da prinzipiell beides möglich ist. Im weiteren Verlauf werden die Reformoptionen erläutert und unter Berücksichtigung der Kriterien diskutiert und bewertet.

### 3.1.1 Änderungen der ARegV

Unter der Kategorie „Änderungen der ARegV“ fallen regulatorische Lösungsoptionen, die an die Konzepte der aktuellen Anreizregulierung anknüpfen und diese umgestalten. Ein möglicher Ansatz wäre, bestehende Elemente der ARegV, die zu einer Verzerrung hinsichtlich kapitalintensiver Lösungen führen, umzugestalten oder sogar abzuschaffen.

#### Abschaffung Kapitalkostenabgleich

Die erste Reformoption, die hier gelistet ist, ist die Abschaffung des Kapitalkostenabgleichs. Der Kapitalkostenabgleich führt zu einer Ungleichbehandlung zwischen Kapitalkosten und Betriebskosten, zugunsten von Kapitalkosten. Eine Abschaffung des Kapitalkostenabgleichs würde diese Ungleichbehandlung adressieren. Allerdings könnte diese Reformoption dazu führen, dass Investitionen in das Basisjahr aufgeschoben werden (siehe Kapitel 2), weswegen sowohl die Effizienz als auch die Auskömmlichkeit der Reformoption zumindest als ambivalent zu bewerten sind. Die Reformoption ist außerdem nicht kohärent mit dem Regulierungsrahmen, da der Kapitalkostenabgleich mit dem expliziten Ziel eingeführt wurde, die strategische Investitionszurückhaltung zu adressieren. Die Abschaffung des Kapitalkostenabgleichs würde somit das Problem der strategischen Investitionszurückhaltung erneut hervorrufen.

#### Abschaffung des Parameters Leitungslänge

Eine weitere Reformoption ist die Abschaffung einzelner Vergleichsparameter im Benchmarking. Wie bereits in Kapitel 2.3 erwähnt, können einige der Strukturparameter durch die Wahl von Lösungsoptionen des Netzbetreibers beeinflusst werden. Ein Beispiel hierfür ist die Leitungslänge des Netzes. Netzausbaumaßnahmen erhöhen die Leitungslänge und beeinflussen dadurch den Effizienzwert positiv, wohingegen neuartige Lösungsoptionen in der Regel keinen Einfluss auf die Leitungslänge haben. Dadurch entsteht eine Anreizverzerrung zwischen den konventionellen und den neuartigen Lösungsoptionen.

Die hier vorgestellte Anreizverzerrung zugunsten der Erhöhung der Leitungslänge könnte durch die Entfernung der Leitungslänge als Strukturparameter abgeschafft werden. Die Effizienz bei der Wahl der Lösungsoption wäre gegeben, da der Anreiz für den Netzausbau durch weitere Anreizmechanismen der ARegV bestehen bleibt. Jedoch könnte die Auskömmlichkeit von Netzbetreibern gefährdet sein, wenn Netzbetreiber aufgrund einer exogen gegebenen hohen Leitungslänge hohe Netzkosten haben und durch den Wegfall des Strukturparameters im Effizienzvergleich hohe Ineffizienzen ausweisen würden. Die Kohärenz des Regulierungsrahmens wäre dann nicht gegeben, wenn Netzbetreiber aufgrund unverschuldet teurer Versorgungsaufgaben benachteiligt würden.

### **Modifikation des Parameters Leitungslänge**

Eine andere Möglichkeit das Problem der Endogenität einzelner Vergleichsparameter im Benchmarking zu adressieren, wäre die Modifikation einzelner Parameter. Demnach sollte der Vergleichsparameter so verändert werden, dass dieser exogen hinsichtlich der Entscheidungen des Netzbetreibers ist.

Eine Reformoption könnte daher sein, die Leitungslänge durch andere geeignete Parameter zu ersetzen, die im Effizienzvergleich externe und teure Versorgungsaufgaben berücksichtigen. Dadurch hätten Netzbetreiber keinen Anreiz mehr, durch die Wahl ihrer Lösungsoptionen im Netzbetrieb den Strukturparameter über die betriebswirtschaftlich festzustellende Effizienz hinaus zu beeinflussen. Im Idealfall sollten Ersatzparameter grundsätzlich exogen sein. Das bedeutet, Parameter zur Ermittlung der Effizienz von Netzbetreibern sollten, anders als die Leitungslänge, nicht durch die Aktivitäten des Netzbetreibers beeinflussbar sein (Consentec & Frontier Economics, 2019).

Als Modifikation des Strukturparameters „Leitungslänge“ schlagen Senders und Halbig (2020) vor, im Effizienzvergleich den Parameter Leitungslänge, um den Umfang des durch neuartige Lösungsoptionen eingesparten physischen Netzausbaus (bzw. die erzielte Kapazitätssteigerung) zu erweitern. Ein solcher Vorschlag würde sowohl die Effizianzanreize als auch die Auskömmlichkeit für Netzbetreiber weitestgehend aufrechterhalten. Netzbetreiber würden neuartige Lösungsoptionen dann wählen, wenn sie eine kostengünstige und technisch umsetzbare Alternative zum physischen Netzausbau darstellten, ohne eine Herunterstufung der Effizienz im Effizienzvergleich befürchten zu müssen. Die Auskömmlichkeit bliebe erhalten, da Netzbetreiber, für die neuartige Lösungsoptionen nicht infrage kommen, das Netz weiterhin physisch ausbauen können und hierbei weder Probleme bei der Vergütung noch Minderungen des Effizienzwertes entstehen. Die Kohärenz mit dem bestehenden Regulierungsrahmen ist weitestgehend gegeben, auch wenn weiterhin keine vollständige Exogenität des Vergleichsparameters erreicht werden kann, was jedoch laut § 13 ARegV für Vergleichsparameter gelten sollte. Dennoch wird die Kohärenz mit dem bestehenden Regulierungsrahmen erhöht, da die Endogenität des Vergleichsparameters zwar nicht vollständig abgebaut wird, die negativen Anreize zur Beeinflussung des Vergleichsparameters jedoch reduziert werden. Bei alledem kommt es maßgeblich auf die Ausgestaltung einer Modifikation von Vergleichsparametern an. Daher bedarf es dezidierter Untersuchungen zu Ausgestaltungsoptionen der Modifikation von Vergleichsparametern im Effizienzbenchmarking.

### **Abschaffung des Parameters Spitzenlast**

Eine weitere Ungleichbehandlung der Lösungsoptionen tritt bei der Berücksichtigung der Spitzenlast im Effizienzvergleich auf. Auch dieser Parameter erhöht die Netzkosten ceteris paribus und ist prinzipiell durch die Wahl der Lösungsoptionen der Netzbetreiber beeinflussbar. Neuartige Lösungsoptionen wie der Einsatz von nachfrageseitiger Flexibilität führen zur Reduktion der Spitzenlast und damit zu einem schlechteren Abschneiden im Effizienzvergleich. Um diese Verzerrung zu beheben, könnte die Spitzenlast als Parameter im Effizienzvergleich abgeschafft werden.

Durch den Wegfall der Spitzenlast als Strukturparameter im Effizienzvergleich würde die nachteilige Anreizverzerrung hinsichtlich Flexibilitätsoptionen adressiert. Der Effizienzreiz bliebe grundsätzlich unangetastet, da auch bei Wegfall der Spitzenlast ein Anreiz besteht, seine Tätigkeiten effizient durchzuführen. Ähnlich wie beim Wegfall der Leitungslänge als Strukturparameter im Effizienzvergleich könnte jedoch die Auskömmlichkeit negativ beeinflusst werden, wenn Netzbetreiber aus exogenen Gründen eine hohe Spitzenlast aufweisen. Die Kohärenz des Regulierungsrahmens würde durch einen reinen Wegfall der Spitzenlast als Strukturparameter im Effizienzvergleich verletzt werden, da das Ziel des Effizienzvergleichs, wettbewerbliche Bedingungen zwischen den Netzbetreibern zu schaffen, beeinträchtigt würde.

### Modifikation des Parameters Spitzenlast

Neben der Abschaffung des Parameters Spitzenlast, könnte der Parameter modifiziert werden. Eine Modifikation wäre es den Parameter Spitzenlast, um nachfrageseitige Flexibilitätsmaßnahmen zu korrigieren. Dafür bedarf es verlässliche Daten über den Einsatz von Lastflexibilität in der Stunde der Jahreshöchstlast (Consentec & Frontier Economics, 2019).

Eine Modifikation des Strukturparameters zur Berücksichtigung nachfrageseitiger Flexibilität könnte die Auskömmlichkeit bewahren. Netzbetreiber, die im Netzbetrieb auf nachfrageseitige Flexibilitätsmaßnahmen zurückgreifen, würden demnach im Effizienzvergleich bessergestellt und wären nicht mehr gegenüber Netzbetreibern mit derselben Spitzenlast, aber ohne Einsatz nachfrageseitiger Flexibilität, benachteiligt. Jedoch wäre die Kohärenz des Regulierungsrahmens bei dieser Modifikation ambivalent. Zwar würde die Modifikation die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber gut abbilden, ohne adverse Anreize bezüglich der Nutzung von Flexibilität zu setzen. Jedoch wäre die Exogenität des Vergleichsparameters Spitzenlast bei der Korrektur um lastseitige Flexibilitätseinsätze weiterhin verletzt, weil Netzbetreiber durch ihre Entscheidung zur Nutzung lastseitiger Flexibilitäten ihren Effizienzwert endogen beeinflussen könnten. Hinsichtlich des Kriteriums „Effizienzreize“ ist die Erweiterung des Parameters Spitzenlast um Flexibilitätsoptionen als „erfüllt“ einzustufen. Durch die Berücksichtigung der Flexibilitätsmaßnahmen im Effizienzvergleich können stärkere Anreize für die Nutzung von verbrauchs- oder speicherseitigen Flexibilitäten geschaffen werden. Diese Maßnahmen können die Effizienz der Netzbewirtschaftung erhöhen, da mit einem bestehenden Netz höhere Kapazitäten erreicht werden können.

### 3.1.2 Weiterentwicklung der ARegV

In der Kategorie „Weiterentwicklung der ARegV“ werden Lösungsoptionen diskutiert, die den bestehenden Regulierungsrahmen weiterentwickeln bzw. mit neuen Konzepten ergänzen. Die hier diskutierten Reformoptionen zielen darauf ab, stärkere Anreize für innovative Lösungsoptionen in der ARegV zu setzen.

#### FOCS

Ein möglicher Lösungsansatz ist die Einführung eines Fixed-OpEx-CapEx-Share (FOCS). Dieses Instrument abstrahiert tatsächliche Kosten von der Kostenstruktur, da die Vollkosten (total expenditures), betrachtet werden (Öko-Institut, 2023). Das Instrument sieht vor, dass der Regulierer einen Anteil der Vollkosten als Kapitalkosten behandelt. Der Rest wird folglich als Betriebskosten behandelt. Liegt die Kapitalisierungsrate höher als der tatsächliche Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtausgaben eines Netzbetreibers, werden anfallende Betriebskosten als Quasi-Kapitalausgaben behandelt. So würde ein Teil der Betriebsausgaben wie herkömmliche Vermögenswerte vorfinanziert, verzinst und im Laufe der Zeit abgeschrieben (Jacobs University & oxera, 2021).

Diese Methode würde dazu führen, dass die Lösungsoptionen sich auf gleiche Weise auf die Erlösobergrenze der Netzbetreiber auswirken, unabhängig davon, ob sie eher Kapitalkosten- oder Betriebskostenlastig sind, wodurch die Anreizverzerrung zwischen Kapitalkosten- und Betriebskostenlastigen Lösungsoptionen adressiert wäre. Auch wäre der Effizianzreiz durch die Methode nicht negativ beeinflusst. Die Auskömmlichkeit ist größtenteils gegeben — einzig bei einer ungeschickten Parametrisierung in Form von zu geringen Kapitalisierungsraten könnte es dazu kommen, dass Netzbetreiber Zinszahlungen leisten müssen, die sie nicht vergütet bekämen. In dem Fall wäre die Auskömmlichkeit nicht gegeben. Eine geschickte Parametrisierung würde also bedeuten, die Kapitalisierungsrate in etwa so hoch wie die tatsächliche Kapitalisierungsrate der Netzbetreiber anzusetzen. Eine zu hohe Kapitalisierungsrate würde hingegen dazu führen, dass Netznutzende den Netzbetreibern Zinskosten zahlen, die nicht entstanden sind. Die Kohärenz des Regulierungsrahmens wäre bei einer angemessenen Kapitalisierungsrate gegeben, da keine strategischen Investitionsverschiebungen oder das Aufschieben von Ausgaben angereizt werden und die Anreize maßnahmenneutral wirken.

### Digitalisierungsbudget

Im öffentlichen Diskurs wird die Einführung eines Digitalisierungsbudgets diskutiert. In diesem Ansatz stellt der Regulierer dem Netzbetreiber ein festes Budget für innovative Maßnahmen im Netzbetrieb zur Verfügung. Ein Beispiel für ein Digitalisierungsprojekt ist der Aufbau von Energiedatenräumen, der den Austausch zwischen Netz- und Anlagenbetreiber als auch den zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern ermöglicht. Ein Digitalisierungsbudget würde beispielsweise jährlich von dem Regulierer mit dem Netzbetreiber auf Basis von eingereichten Plankosten eines Projekts abgestimmt und festgelegt (Jacobs University & oxera, 2021). Dabei würde die Erlösobergrenze jährlich an das genehmigte Budget angepasst. Hinsichtlich der Ausgestaltung kann das Budget entweder Kapital- und Betriebskosten umfassen oder lediglich die laufenden Betriebskosten eines Digitalisierungsprojekts abdecken. Tritt der Fall ein, dass die tatsächlichen Kosten eines Projekts von dem genehmigten Budget abweichen, können Beteiligungsfaktoren eingesetzt werden. Ein hoher Beteiligungsfaktor würde dazu führen, dass der Netzbetreiber einen hohen Teil der Kostendifferenz zwischen dem genehmigten Budget und den tatsächlichen Kosten trägt. Beträgt der Beteiligungsfaktor z.B. 1, d.h. der Regulierer beteiligt sich nicht an der Kostendifferenz, bleibt ein Teilrisiko der Ausgaben aus Sicht des Netzbetreibers bestehen (Jacobs University & oxera, 2021). Ein niedriger Beteiligungsfaktor bedeutet, dass der Regulierer bzw. die Netznutzende für die Kostendifferenz aufkommen. In diesem Fall werden die Kosten an die Netznutzende weitergereicht. Beträgt der Beteiligungsfaktor 0, funktioniert dieser Ansatz ähnlich wie der bereits eingeführte Kapitalkostenabgleich. Abweichende Kosten vom genehmigten Budget werden vollständig vom Regulierer übernommen.

Ein Digitalisierungsbudget könnte fehlende Anreize für Digitalisierungsvorhaben effektiv adressieren, indem Netzbetreibern planbar ein Budget für Digitalisierungsvorhaben zur Verfügung gestellt werden. Ob mit einem Digitalisierungsbudget Effizianzanreize gewahrt und die Auskömmlichkeit für Netzbetreiber gegeben ist, ist stark abhängig von der Ausgestaltung des Digitalisierungsbudgets, insbesondere dem Beteiligungsfaktor. Hierbei besteht ein negativer Zusammenhang zwischen der Auskömmlichkeit und dem Effizianzreiz. Ein hoher Beteiligungsfaktor setzt einen Anreiz, dass Netzbetreiber effizient wirtschaften, weil sie einerseits Kosteneinsparungen einbehalten dürfen und weil sie andererseits an Kostensteigerungen beteiligt wären. Gleichzeitig bedeutet ein hoher Beteiligungsfaktor, dass die Auskömmlichkeit gefährdet sein kann, wenn die tatsächlichen Kosten die eingereichten Plankosten übersteigen. Höhere Beteiligungsfaktoren erhöhen damit die Risiken auf Seiten der Netzbetreiber und können die Digitalisierung verzögern. Andersherum bedeutet ein geringer Beteiligungsfaktor, dass Netzbetreiber nur in geringem Maße an Kostensteigerungen oder -einsparungen beteiligt werden und damit Effizienz-

anreize abnehmen. Jedoch wäre die Auskömmlichkeit weniger gefährdet, weil damit die wirtschaftlichen Risiken verringert werden. Ein geringer Beteiligungsfaktor sollte genügen, damit Netzbetreiber angereizt sind, effizient mit dem Digitalisierungsbudget zu wirtschaften, da sich jede Kosteneinsparung und -steigerung auf die Erlöse einer Digitalisierungsmaßnahme auswirken. Die Kohärenz des Regulierungsrahmens ist größtenteils gegeben. Einzig negativ hinsichtlich eines kohärenten Regulierungsrahmens ist beim Digitalisierungsbudget anzumerken, dass es die Regulierung weiter fragmentieren und auf Einzellösungen setzen würde. Sinnvoller wäre es den bestehenden Rahmen so anzupassen, dass stets die notwendigen Maßnahmen ganzheitlich angereizt werden. Weiterhin spielt die Ausgestaltung eines Digitalisierungsbudgets eine maßgebliche Rolle für die Kohärenz des Regulierungsrahmens und der Fairness. Wenn das Digitalisierungsbudget so eingeführt wird, dass bereits getätigte Betriebskosten einer Digitalisierungsmaßnahme nachträglich anerkannt werden, würden diese Betriebskosten aus dem Effizienzbenchmarking entfernt. Dies würde dazu führen, dass Netzbetreiber, die bereits Digitalisierungsmaßnahmen umgesetzt haben, nach Einführung des Budgets eine besonders hohe Effizienz aufweisen. Der verzerrte Effizienzwert müsste entweder durch entsprechende Modifikationen des Effizienzbenchmarkings adressiert werden, oder der erhöhte Effizienzwert müsste hingenommen und als Belohnung für die Netzbetreiber angesehen werden, die bereits Digitalisierungsmaßnahmen gestartet haben. Alternativ könnte das Digitalisierungsbudget keine laufenden Betriebskosten vergangener Digitalisierungsmaßnahmen erfassen. Dies würde jedoch die Fairness des Regulierungsrahmens beeinträchtigen, da Netzbetreiber, deren Netz bereits weitgehend digitalisiert ist, gegenüber solchen, deren Netz weniger digitalisiert ist, benachteiligt wären.

### Einführung Betriebskosten-Rendite

Ein weiterer Ansatz zur stärkeren Anreizsetzung innovativer Lösungsoptionen ist die Einführung einer Betriebskosten-Rendite. Die Betriebskosten-Rendite kann auf alle Betriebskosten oder selektiv auf Betriebskosten neuartiger Lösungsoptionen angesetzt werden. Anders als bei der Eigenkapitalrendite stellt dieser Zins nicht die Opportunitätskosten der Bereitstellung des Kapitals wieder, sondern eine Art Kompensation für eine verzögerte Erlöswirksamkeit und eine Annäherung an Gleichstellung von Betriebskosten und Kapitalkosten. Der prozentuale Renditeaufschlag auf die Betriebskosten vor Steuern würde von dem Regulierer getroffen werden. Dabei würde die Höhe der Betriebskosten-Rendite nicht auf einer marktüblichen Referenz basieren, wie es bei der Eigenkapitalverzinsung der Fall ist, sondern auf einer empirischen Abwägung seitens des Regulierers, um mögliche Anreizverzerrungen abzubauen (Consentec & Frontier Economics, 2019).

Eine Anreizverzerrung zwischen Kapitalkosten- und Betriebskosten-lastigen Lösungen könnte theoretisch mit einer Betriebskosten-Rendite adressiert werden. Die Betriebskosten-Rendite birgt aber auch das Risiko, bestehende Verzerrungen zu kippen und eine Verzerrung zulasten von Kapitalkosten-lastigen Lösungen zu verursachen. Eine solche Option würde zwar mit dem Ziel eingeführt werden, eine bessere Maßnahmenneutralität in der Anreizsetzung des Regulierungsrahmens durchzusetzen, sie könnte so jedoch auch die Maßnahmenneutralität und damit die Kohärenz des Regulierungsrahmens negativ beeinflussen. Zudem könnte die Einführung einer Betriebskosten-Rendite Anreize zur Kostensenkung mindern, da Netzbetreiber Gewinne auf zusätzlich anfallenden Betriebskosten erzielen können. Die Auskömmlichkeit für Verteilnetzbetreiber wäre in jedem Fall positiv beeinflusst, da sich Betriebskosten-lastige Lösungen besser finanzieren ließen.

### 3.1.3 Systemische Ansätze

Unter der Kategorie „Systemische Ansätze“ werden alternative Regulierungsmethoden für das deutsche Energiesystem betrachtet.

#### Yardstick-Regulierung

Eine Sonderform der Anreizregulierung ist die Yardstick-Regulierung. In diesem Ansatz wird zur Bestimmung der Erlösobergrenze nicht auf die tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers zurückgegriffen, sondern diejenigen vergleichbarer Netzbetreiber. In der Yardstick-Regulierung haben somit Investitionsentscheidungen eines Netzbetreibers keinen Einfluss auf die zukünftige Erlösobergrenze (FfE, 2021). Der zentrale Unterschied zur Anreizregulierung ist, dass die Netzbetreiber ihre eigene Erlösobergrenze nur geringfügig oder gar nicht durch ihre eigenen Entscheidungen beeinflussen können. In der bestehenden Anreizregulierung können regulierte Netzbetreiber, dadurch dass die Erlösobergrenze an den erzielten Outputs bemessen wird, einen direkten Einfluss auf ihre Erlösobergrenze nehmen. Die Frage bleibt zu klären, ob eine Yardstick-Regulierung der Heterogenität der deutschen Verteilnetzbetreiber-Landschaft gerecht werden kann und alle regulierten Unternehmen auskömmliche Einkommen generieren können.

Durch die Bestimmung einer branchenspezifischen Erlösobergrenze<sup>4</sup> und damit der Entkopplung der tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers von den regulatorisch ermittelten Erlösen werden Effizianzreize für den Netzbetreiber gesetzt. Netzbetreiber hätten dann das Ziel, die Kosten unterhalb dieser Grenze zu halten, um eine angemessene Rendite zu erzielen. Allerdings ist die Auskömmlichkeit durch die branchenspezifische Erlösobergrenze nicht bei allen Netzbetreibern gegeben, da eine hohe Heterogenität in der Altersstruktur der Netze und der Einspeisung erneuerbarer Energien zwischen den Netzbetreibern besteht. Es besteht die Gefahr, dass diese Heterogenität im Effizienzvergleich nicht ausreichend berücksichtigt wird. Zudem könnte das Ziel der Verhinderung von Investitionsaufschub verletzt werden, wenn der Kapitalkostenaufschlag im Zuge der Einführung einer Yardstick-Regulierung abgeschafft würde, womit die Kohärenz mit dem bestehenden Regulierungsrahmen nicht gegeben ist und wieder gänzlich neue und kleinteilige Regulierungsinstrumente notwendig würden.

#### Cost-Plus Regulierung

Das Cost-Plus Regulierungsmodell grenzt sich von einer Anreizregulierung ab, indem das System eine stärkere Kostenorientierung aufweist. In diesem Regulierungsrahmen werden die Kosten der Netzbewirtschaftung vollständig vom Regulierer erstattet. Zusätzlich erhalten Netzbetreiber eine angemessene Vergütung in Form von einer Verzinsung auf das eingesetzte Kapital.

Ein Wechsel von der Anreizregulierung zur kostenbasierten Regulierung könnte die Anreizverzerrungen in der ARegV größtenteils adressieren. Steigende Betriebskosten im Zuge der Umsetzung neuartiger Lösungsoptionen können in dem System, anders als bei der Anreizregulierung, direkt an die Netznutzenenden weitergereicht werden. Dennoch könnte eine Benachteiligung neuartiger Lösungsoptionen gegenüber dem konventionellen Netzausbau stattfinden, wenn der Netzbetreiber durch die Gewährung einer Verzinsung auf das eingesetzte Kapital zusätzliche Gewinne erzielen kann. Besonders bei Informationsasymmetrien zwischen dem Regulierer und dem Netzbetreiber hinsichtlich des Anlagevermögens und

---

4. Die branchenspezifische Erlösobergrenze kann sich an den Durchschnittskosten der Branche, an dem Unternehmen mit der höchsten Kosteneffizienz oder an einem gewichteten Mittel aus Kosten des Unternehmens mit der höchsten Kosteneffizienz und dem Branchendurchschnitt orientieren.

der Abschreibungsdauer könnte der Regulierer dem Netzbetreiber eine zu hohe Rendite gewähren. Dies wiederum würde bei dem Netzbetreiber ein ineffizientes Investitionsverhalten hervorrufen und es käme zu Überinvestitionen in das Netz, was jedoch gemessen an den erheblichen Investitionsbedarfen in den kommenden Jahren kein reales Problem darstellen dürfte. Ein anderer wesentlicher Nachteil einer kostenbasierten Regulierung ist, dass kaum dynamische Anreize für kostensenkende Maßnahmen im Netzbetrieb gesetzt werden. Insbesondere können Netzbetreiber bei einer Cost-Plus-Regulierung durch die Entwicklung und Umsetzung kostensenkender Innovationen keine zusätzlichen Gewinne erzielen. Vor diesem Hintergrund besteht bei einer Rückkehr zur kostenbasierten Regulierung die Gefahr, dass für kostensenkende Innovationen im Netzbetrieb nicht genügend Anreize geschaffen werden, um den Anforderungen der Transformation im Netzbetrieb gerecht zu werden.

## 4 FAZIT

Die ARegV optimiert mit dem Budgetansatz und dem Effizienzbenchmarking die statische Effizienz des Netzbetriebs. Netzbetreiber werden angehalten, den Betrieb der Netze bei gegebenem Kapitalstock so effizient wie möglich zu gestalten. Um auch Investitionen wirtschaftlich attraktiver zu machen, wurden eine Reihe von ergänzenden Regularien in der ARegV wie beispielsweise der Kapitalkostenabgleich eingeführt. Damit hat sich die ARegV in den letzten Jahren über die Regulierungsperioden hinweg als flexibler und anpassungsfähiger Regulierungsrahmen für den Netzbetrieb in Deutschland bewährt. Punktuell auftretende Probleme und Fehlanreize konnten bisher oft erkannt und bis zur nächsten Regulierungsperiode adressiert werden. Aktuell befindet sich die Energiewirtschaft jedoch in einem Wandel, der mit einer drastischen Geschwindigkeit vorangeht und noch weiter beschleunigt werden soll. Daher sind zahlreiche Elemente der ARegV, die sich hinderlich auf eine schnelle und technologieoffene Lösungsoption im Netzbetrieb auswirken, überarbeitungsbedürftig. In diesem wissenschaftlichen Bericht wurden Fehlanreize bezüglich der Lösungswahl von Netzbetreibern identifiziert und besprochen. Die ARegV setzt aktuell auf unterschiedliche Arten Verzerrungen bezüglich Kapitalkosten- und Betriebskosten-lastigen Lösungen. Netzbetreiber sollten jedoch angereizt sein, alle aus Systemsicht wirtschaftlichen Maßnahmen zu tätigen, damit die Netze für die künftigen Versorgungsaufgaben ertüchtigt werden.

Die Bundesnetzagentur erkennt an, dass sich durch die beschleunigte Energiewende die Anforderungen an die Netzbetreiber verändert haben und daher eine Überprüfung und Anpassung des Regulierungsrahmens notwendig ist. Vor diesem Hintergrund wurden von der Bundesnetzagentur Mitte Januar 2024 Vorstellungen zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens im Eckpunktepapier skizziert (Bundesnetzagentur, 2024). Zentrale Elemente der Anreizregulierung, wie die Entkopplung der Kosten von den Erlösen, haben sich aus Sicht der Bundesnetzagentur bewährt. Systemische Ansätze als Alternative zur derzeitigen Anreizregulierung werden daher von der Bundesnetzagentur derzeit nicht in Erwägung gezogen.

Die Bundesnetzagentur spricht sich hingegen für eine Verkürzung der Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre aus, um ansteigende Betriebskosten im heutigen Regulierungsrahmen mit weniger Zeitverzug zu berücksichtigen. Mit dieser Maßnahme können starke Kostenänderungen in den Betriebskosten zu einem früheren Zeitpunkt in der Erlösobergrenze abgebildet werden, was eine schnellere Refinanzierung für die Netzbetreiber ermöglicht. Die Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens sind für die 5. Regulierungsperiode angedacht. Die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Anpassungen für Stromnetzbetreiber sollen vor dem Basisjahr 2026 beschlossen und im Jahr 2029 umgesetzt werden.

Auch in diesem wissenschaftlichen Bericht wurden einige Reformoptionen zur Adressierung der unterschiedlichen Anreizverzerrungen diskutiert, die in der Literatur und der öffentlichen Debatte zirkulieren. Die Reformoptionen unterscheiden sich darin, wie tiefgreifend sie den regulatorischen Rahmen verän-

dern und sind unterschiedlich effektiv, um die Verzerrungen zu adressieren. Es konnten einige Reformoptionen identifiziert werden, die bei adäquater Ausgestaltung die Anreizverzerrungen beheben können, jedoch besteht bei den meisten Reformoptionen noch Forschungsbedarf bezüglich konkreter Ausgestaltungsoptionen und deren Auswirkungen auf die Anreizwirkung.

So könnte die Umsetzung eines Fixed OpEx-CapEx Share ein erwägenswerter Ansatz sein, um kapital- und betriebskostenintensive Lösungen anzugleichen und dadurch die Anreizverzerrung abzubauen. Neben der Weiterentwicklung der ARegV können Änderungen bestehender Elemente in der ARegV die systematische Benachteiligung neuartiger Lösungsoptionen abbauen. Anpassungen bei den Vergleichsparametern im Effizienzvergleich können die Maßnahmenneutralität in der ARegV verbessern. Insbesondere ist hier die Aufnahme weiterer Parameter wie die erzielte Kapazitätssteigerung des Netzes durch neuartige Lösungsoptionen zu nennen. Bei der Modifikation bestehender Vergleichsparameter wie der Leitungslänge und der Spitzenlast herrscht Forschungsbedarf bezüglich der konkreten Ausgestaltung der Modifikation. Ziel einer Modifikation von Vergleichsparametern sollte sein, dass sie exogen gegebene Umstände, die zu Mehrkosten führen, möglichst gut abbilden, ohne dabei Anreize zu setzen, die Vergleichsparameter durch die eigene wirtschaftliche Tätigkeit zu beeinflussen.

Bei der Weiterentwicklung der ARegV sollte versucht werden keine zusätzlichen Regulierungsinstrumente einzuführen, die die Regulierung stärker fragmentieren. Lösungen zur Stärkung einzelner neuartiger Lösungsoptionen wie zum Beispiel die Einführung eines Digitalisierungsbudgets erhöhen den administrativen Aufwand, ohne die Anreizverzerrung ganzheitlich abzubauen. Derartige Instrumente sollten nur dann verwendet werden, wenn eine vollständige Abschaffung von Verzerrungen nicht möglich ist und auch nach der Adressierung einzelner Regulierungsbestandteile, wie der Vergleichsparameter, systematisch Verzerrungen bestehen bleiben. In dem Fall kann ein Digitalisierungsbudget effektiv Abhilfe schaffen, die nötigen Anreize zur Digitalisierung des Netzbetriebs zu setzen. Systemische Ansätze können hingegen ganzheitlich Verzerrungen adressieren, jedoch im Gegensatz zu Reformoptionen zur Weiterentwicklung und Änderung der ARegV, erst in der langen Frist umgesetzt werden. Ebenso gehen sie mit einem immensen administrativen Aufwand und daher mit hohen Transaktionskosten einher.

Die kommende Dekade wird geprägt sein von einem massiven Investitionsbedarf in die Netze, der gleichzeitig mit einem sich wandelnden Netzbetrieb einhergeht. Es bleibt abschließend zu klären, ob die ARegV mit ihrem Fokus auf einen effizienten Netzbetrieb für die kommende Dekade das richtige Regulierungsregime darstellt, oder ob andere Ansätze mit einem Fokus auf das zeitnahe Ermöglichen von Investitionen und das Umsetzen von Maßnahmen besser für die Dauer der Energiewende geeignet sind.

# LITERATURVERZEICHNIS

- BDEW, Deloitte & VKU 2023. Kapital für die Energiewende: Positionspapier.
- Brunekreeft, G. & Rammerstorfer, M. 2021. OPEX-risk as a source of CAPEX-bias in monopoly regulation. *Competition and Regulation in Network Industries*, 22(1): 20–34.
- Bundesnetzagentur. Effizienzvergleich. Verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_05\\_EOG/54\\_Effizienzvgl/EffizVgl.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/54_Effizienzvgl/EffizVgl.html), Zugriff am 30. Juli 2024.
- Bundesnetzagentur. Effizienzvergleich Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_05\\_EOG/59\\_BesonderhUENB/Effizienzvgl/artikel.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/59_BesonderhUENB/Effizienzvgl/artikel.html).
- Bundesnetzagentur 2021. Hinweise zum Verfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze und zur Bildung der Netzentgelte für das Kalenderjahr 2024. Verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8\\_04\\_InfoRundshr/42\\_Hinweise/Download/BK8\\_Hinweis\\_EOG\\_2025.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRundshr/42_Hinweise/Download/BK8_Hinweis_EOG_2025.pdf?__blob=publicationFile&v=2), Zugriff am 26. Juli 2024.
- Bundesnetzagentur 2024. Eckpunktepapier: Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.
- Consentec & Frontier Economics 2019. Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilnetzbetreiber.
- ef.Ruhr & EWI 2024. Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045.
- EY, BET & wik 2018. Digitalisierung der Energiewende: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung.
- FfE 2016. Teilbericht Maßnahmenklassifizierung: Projekt Merit Order Netzausbau 2030 (MONA 2030).
- FfE 2021. Regulatory incentives for digitalisation and flexibility utilization through a yardstick competition.
- IASS Potsdam 2017. Integration von Photovoltaikanlagen in die deutschen Niederspannungsnetze.

# LITERATURVERZEICHNIS

- Jacobs University & oxera 2021. Weiterentwicklung der Anreize für Digitalisierung und Innovation in der Anreizregulierung der ÜNB.
- McKinsey 2024. Zukunftspfad Stromversorgung: Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035.
- NEP 2023. Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045: zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber (M) CC-BY-4.0.
- Öko-Institut 2023. Innovationen in der Anreizregulierung.
- Senders, J. & Halbig, A. 2020. Digitalisierung und Netzausbau: Zur Einordnung als Stand der Technik und zur Behandlung der Kosten in der Anreizregulierung.



Die Mission: das Stromnetz fit machen für die Energiewende, damit es den kommenden Herausforderungen gewachsen ist. Deshalb entwickeln Forschende, Netzbetreibende, Herstellende und zivilgesellschaftliche Organisationen im Kopernikus-Projekt ENSURE modulare Ansätze für zukunftsfähige Netzstrukturen.

### Weitere Infos

[kopernikus-projekte.de/projekte/ensure](http://kopernikus-projekte.de/projekte/ensure)



### Autorinnen und Autoren

Philipp Artur Kienscherf  
Amir Ashour Novirdoust  
Antonie Reinecke

### Herausgeber

Energiewirtschaftliches Institut  
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321a  
50827 Köln



### Projektpartner

