



Paperseries No. 34

Roland Meyer

Regulatorische Anreize für ein effizientes
Engpassmanagement für
Stromnetzbetreiber in der ARegV:
FlexShare und FOCS

August 2020



JACOBS
UNIVERSITY

Editors:

Prof. Dr. Gert Brunekreeft

Dr. Roland Meyer

Jacobs University Bremen

Bremen Energy Research (BER)

Campus Ring 1 / South Hall

28759 Bremen

www.jacobs-university.de/

<https://bremen-energy-research.de/>

Contact:

Dr. Roland Meyer

Tel. +49 (0) 421 – 200-4869

E-mail ro.meyer@jacobs-university.de

Suggested citing:

Meyer, R. (2020). Regulatorische Anreize für ein effizientes Engpassmanagement für Stromnetzbetreiber in der ARegV: FlexShare und FOCS, *Bremen Energy Working Papers* No. 34, Jacobs University Bremen.

The "Bremen Energy Working Papers" are published by Jacobs University Bremen. The papers feature research and scholarship of a preliminary nature that should encourage dialogue and critical discussion. The content does not necessarily reflect the views of Jacobs University Bremen and is the sole responsibility of the authors. Jacobs University Bremen does not bear any responsibility concerning the contents.

Regulatorische Anreize für ein effizientes Engpassmanagement für Stromnetzbetreiber in der ARegV: FlexShare und FOCS

Roland Meyer¹

Jacobs University Bremen

ro.meyer@jacobs-university.de

August 2020

Abstract:

Die Zunahme von Netzengpässen durch dezentrale Erzeuger erfordert eine aktive regulatorische Beanreizung von Maßnahmen des Engpassmanagements (EPM) als Alternative zum konventionellen Netzausbau. Gleichzeitig soll der Kostenanstieg mittels Effizianzanreizen begrenzt werden. Für die geplante Anpassung der ARegV im Rahmen von NABEG 2.0 ist ein Sliding-Scale-Mechanismus in der Diskussion, der einen Teil der EPM-Kosten in das Budgetprinzip der ARegV überführt. Das zunehmende Risiko externer Kosteneinflüsse gefährdet jedoch das Ziel der Maßnahmenneutralität zwischen operativen EPM-Maßnahmen und kapitalintensivem Netzausbau. In diesem Paper wird mit „FlexShare & FOCS“ ein Anreizsystem entwickelt, das eine Sliding-Scale-Komponente (FlexShare) um das Instrument eines „fixed-OPEX-CAPEX-Share“ ergänzt (FOCS). Bei diesem zweistufigen Ansatz wird ein Teil der beanreizten Kosten wie Kapitalausgaben regulatorisch aktiviert und verzinst. Durch den Kapitalkostenabgleich wird das Erlösrisiko begrenzt und einer möglichen CAPEX-Verzerrung entgegengewirkt. Simulationsrechnungen mit einem Regulierungsmodell zeigen, dass hierdurch Wohlfahrtsverbesserungen erzielt werden können, da bei gleichem Risiko höhere Effizianzanreize gesetzt werden können.

Keywords: capex-bias, risk, regulation

JEL-classification: L51, L94, L43

¹ Dieser Beitrag basiert auf Forschungsergebnissen, die durch das BMWi (im Rahmen des SINTEG-Projekts enera) und die Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg (Forschungsprojekt „ARegV 3.0“) gefördert wurden. Der Autor bedankt sich für viele hilfreiche Kommentare der Kolleginnen und Kollegen aus der Arbeitsgruppe Bremen Energy Research, insbesondere Gert Brunekreeft und Marius Buchmann, und den enera Projektpartnern.

1 Einleitung

Die aktuelle Diskussion um eine marktbasiertere Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität dreht sich um die Frage, wie zukünftig eine effiziente Bewirtschaftung von Netzengpässen durch den Netzbetreiber ermöglicht werden kann. Hintergrund ist der Anstieg des Bedarfs an Maßnahmen des Engpassmanagements (EPM). Zum einen kann der Netzausbau in vielen Fällen mit der Dynamik der Entwicklung bei den dezentralen Erzeugern nicht mehr schritthalten; zum anderen erscheint ein Netzausbau „bis zur letzten kWh“ ökonomisch auch nicht wirtschaftlich (dena, 2012). Daraus ergeben sich zentrale Fragen bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung der Anreizregulierung, und mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) haben die Vorbereitungen dazu an Dringlichkeit gewonnen. Der Regulierungsrahmen, und damit insbesondere die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), soll sicherstellen, dass der Netzbetreiber die Anreize hat, aus den zu Verfügung stehenden Maßnahmen aus Netzbewirtschaftung und Netzausbau die gesellschaftlich optimale auszuwählen und diese effizient umzusetzen.

In dem vorliegenden Paper wird mit „FlexShare & FOCS“ ein konkretes Anreizsystem für EPM-Maßnahmen vorgestellt und mittels eines simulativen Regulierungsmodells auf seine Wohlfahrtswirkungen hin untersucht. Das Anreizsystem besteht aus einem „Sliding-Scale“-Element (FlexShare), das in ähnlicher Form auch im Rahmen von NABEG 2.0 diskutiert wird (vgl. BDEW, 2019). Die Innovation des hier vorgeschlagenen Anreizsystems besteht hingegen in der Ergänzung um eine zweite Komponente: fixed OPEX-CAPEX-Share (FOCS). Dabei werden Teile der EPM-Ausgaben regulatorisch wie Investitionen behandelt und kapitalisiert. Während FlexShare auf Basis einer „Anreizrate“ die Stärke der Effizienzanreize bestimmt, wird bei FOCS über eine „Kapitalisierungsrate“ festgelegt, welcher Anteil der beanreizten Kosten regulatorisch als Kapitalausgaben behandelt und damit aktiviert und verzinst wird. Die Ergebnisse zeigen, dass mit „FlexShare & FOCS“ Wohlfahrtsverbesserungen erreicht werden können. Der zentrale Vorteil der FOCS-Komponente liegt darin, dass sie das Kostenrisiko für die Netzbetreiber begrenzt und somit höhere Effizienzanreize ermöglicht. Gleichzeitig wird im Sinne einer „TOTEX-Regulierung“ eine mögliche Anreizverzerrung zwischen den OPEX-lastigen EPM-Maßnahmen und CAPEX-lastigen Netzausbaumaßnahmen reduziert und die Maßnahmenneutralität der Regulierung verbessert.

Die Struktur des Papers ist wie folgt. Abschnitt 2 beschreibt die Problematik der regulatorischen Anreize für EPM-Maßnahmen vor dem Hintergrund der aktuellen Debatte um die Weiterentwicklung der ARegV. Abschnitt 3 stellt die zentralen Elemente des Anreizsystems „FlexShare & FOCS“ vor und beschreibt deren Wirkungsweise. Abschnitt 4 stellt die Simulationsergebnisse zu den Wohlfahrtsauswirkungen dar und leitet daraus

Handlungsempfehlungen zur Anpassung der ARegV ab. Abschnitt 5 präsentiert die Schlussfolgerungen.

2 Problematik der regulatorischen Anreize für EPM-Kosten

Das zentrale Element der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist das Budgetprinzip, wonach die regulatorischen Erlöse für die fünfjährige Regulierungsperiode im Voraus bestimmt werden. Im Unterschied zur kostenbasierten Regulierung erfolgt somit nur alle fünf Jahre eine Kostenprüfung (in den sogenannten Basisjahren), während sich die Erlöse in den übrigen Jahre losgelöst von den tatsächlichen Kosten entwickeln. Hieraus ergeben sich die wesentlichen Anreize für Kosteneinsparungen, da die Gewinne nicht durch eine unmittelbare Erlösanpassung abgeschmolzen werden, sondern bis zum Beginn der nächsten Regulierungsperiode beim Netzbetreiber verbleiben. Umgekehrt gilt, dass Kostensteigerungen durch den Netzbetreiber getragen werden müssen und bestenfalls mit einem Zeitverzug (zwischen Anfall der Kosten und Beginn der neuen Regulierungsperiode) in den Erlösen berücksichtigt werden.

Abweichend von diesem Budgetprinzip gibt es jedoch Kostenkategorien, für die eine jährliche Erlösanpassung erfolgt. Das sind insbesondere die sogenannten „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ und der „Kapitalkostenaufschlag“.

- Als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) werden nach § 11 Abs. 2 ARegV solche Kosten eingestuft, die zu einem wesentlichen Teil extern beeinflusst werden und somit nicht der Kontrolle des Netzbetreibers unterliegen. Aktuell zählen hierzu große Teil der Kosten des Engpassmanagements (EPM), insbesondere Redispatch und Einspeisemanagement (EinsMan). Diese Kosten sind von den Effizienzanreizen ausgenommen und unterliegen auch nicht dem in den Basisjahren durchgeführten Effizienzvergleich (Benchmarking).
- Der Kapitalkostenaufschlag (KKA) nach § 10a ARegV dient dazu, Investitionsanreize für den Netzausbau zu setzen, indem Änderungen der Kapitalkosten auch innerhalb der Regulierungsperiode auf Plankostenbasis in den Erlösen erfasst werden. Auch diese Kosten sind bis zur vollständigen Erfassung im darauffolgenden Basisjahr vom Effizienzvergleich ausgenommen und werden zeitlich begrenzt wie dnbK behandelt.

Für beide Kostenkategorien wird der regulatorische Zeitverzug folglich aufgehoben, wengleich die Intention dahinter unterschiedlich ist. Bei den dnbK ist das externe Kostenrisiko entscheidend: Effizienzanreize für Kosten, die außerhalb der Kontrolle des Netzbetreibers liegen, sind nicht zielführend und führen zu einem Kostenrisiko, dessen Vergütung im Regulierungsrahmen nicht vorgesehen ist. Beim Kapitalkostenaufschlag ist der Zeitverzug das zentrale Argument. Höhe und Zeitpunkt von Kapitalinvestitionen sind durch den Netzbetreiber

weitgehend planbar und sollten nach dieser Logik auch Effizianzanreize unterliegen. Jedoch könnte das Budgetprinzip vor allem hinsichtlich des Investitionszeitpunkts Fehlanreize setzen, da Kapitalkosten unmittelbar vor dem Basisjahr eine frühzeitigere Erlösberücksichtigung zur Folge hätten als solche, die zu Beginn einer Regulierungsperiode anfallen. Der Kapitalkostenaufschlag für Verteilnetzbetreiber soll angesichts des hohen Netzausbaubedarfs Anreize für zeitnahe Investitionen setzen (vgl. Brunekreeft & Meyer, 2016).

Aktuell stehen die (fehlenden) regulatorischen Anreize der ARegV für Maßnahmen des Engpassmanagements (EPM) aus mehreren Gründen auf dem Prüfstand. Zum einen kann der Netzausbau mit der Dynamik der Entwicklungen bei den dezentralen Erzeugern nicht schritthalten. Vor allem bei den Übertragungsnetzen gibt es Verzögerungen beim Netzausbau. Der Bedarf an EPM-Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen ist daher in den letzten Jahren deutlich angestiegen, und auch zukünftig dürfte sich der Trend fortsetzen. Zum anderen bietet die zunehmende Digitalisierung neue Perspektiven einer (ggf. marktbasierten) Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität durch dezentrale Erzeuger und Nachfrager. Ein Netzausbau „bis zur letzten kWh“ erscheint vor diesem Hintergrund auch nicht wirtschaftlich (dena, 2012).

Mit den zunehmenden Kosten für EPM-Maßnahmen stellt sich die Frage, inwieweit eine Anerkennung dieser Kosten als dnbK noch angemessen ist. Ökonomisch lässt sich argumentieren, dass die Preise für Flexibilitätsmaßnahmen regulatorisch oder durch den Markt vorgegeben sind und daher nicht durch den Netzbetreiber beeinflusst werden können. Mit zunehmender Auswahl der zur Verfügung stehenden Maßnahmen kann jedoch eine gewisse Beeinflussbarkeit durch die Maßnahmenentscheidung angenommen werden. Zudem hat auch der Netzausbau eine Auswirkung auf den zukünftigen EPM-Bedarf, so dass eine ökonomische Abwägung über regulatorischen Anreize die Gesamteffizienz verbessern könnte. Mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) hat der Gesetzgeber eine Anpassung der ARegV in jedem Fall notwendig gemacht: Da die Maßnahmen des EinsMan zukünftig in die Regelungen des Redispatch integriert werden, muss zeitnah eine Regelung für die zukünftige Behandlung der Redispatch-Kosten in der ARegV umgesetzt werden. Im Rahmen des Branchendialogs werden Anpassungen diskutiert, wobei das BMWi einen „maßnahmeneutralen“ Anreizmechanismus für eine effiziente Wahl des Netzbetreibers zwischen den verfügbaren Maßnahmen anstrebt. Das BMWi (2020) sieht in seinem Abschlussdokument eine Stärkung der ökonomischen Anreize für das EPM in Form eines Bonus-Malus-Systems vor. Damit würden EPM-Kosten zukünftig nicht mehr als durchlaufende Kostenposition behandelt werden, die ergebnisneutral in die regulatorischen Erlöse überführt wird.

Die vorliegende regulatorische Analyse untersucht verschiedene Anpassungsoptionen für die ARegV und greift dabei drei zentrale Zielsetzungen auf:

- (1) *Kosteneffizienz*: Wie kann der Anstieg der EPM-Kosten mittels stärkerer Effizienzreize für Netzbetreiber begrenzt werden?
- (2) *Maßnahmenneutralität*: Wie können unverzerrte Anreize bei der grundlegenden Abwägung zwischen Netzausbau und EPM sichergestellt werden?
- (3) *Auskömmlichkeit*: Wie kann angesichts exogener Kostenrisiken eine auskömmliche Rendite der Netzbetreiber ermöglicht werden?

Zwischen diesen drei Zielsetzungen besteht ein potenzieller Zielkonflikt, der mit der derzeitigen Einteilung in voll beanreizte (budgetierte) Kosten und nicht beanreizte Kosten (dnbK) nicht optimal zu lösen sein wird. So würde eine Integration der EPM-Kosten in das Budgetprinzip zwar das Ziel der Kosteneffizienz fördern, eine Auskömmlichkeit der Erlöse jedoch aus zwei Gründen nicht sicherstellen. Erstens ist unter den gegenwärtigen Entwicklungen der Energiewende von einem tendenziellen Anstieg der EPM-Kosten auszugehen. Als Betriebsausgaben (OPEX) würden die Erlöse daher nach dem Budgetprinzip einem Zeitverzug unterliegen und systematisch hinter der tatsächlichen Kostenentwicklung zurückbleiben. Zweitens führen die exogenen Kosteneinflüsse durch die dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugung zu einem Erlösrisiko: Extern verursachte Kostenschwankungen außerhalb der Basisjahre blieben bei den Erlösen unberücksichtigt. Damit würde auch das Ziel der Maßnahmenneutralität gefährdet, das entscheidend von der unterschiedlichen Kostenhandlung von Kapitalausgaben (CAPEX) und Betriebsausgaben (OPEX) bestimmt wird. Für Netzausbau anfallende CAPEX werden über den Kapitalkostenabgleich zeitnah und risikoadäquat vergütet, während insbesondere OPEX-Risiken nicht hinreichend abgedeckt würden (Brunekreeft & Rammerstorfer, 2020). Aus diesem Grund muss davon ausgegangen werden, dass Kapitalausgaben aus Sicht der Netzbetreiber attraktiver erscheinen und daher eine Anreizverzerrung zu Gunsten des Netzausbaus resultiert (vgl. Consentec & Frontier Economics, 2019). Eine solche CAPEX-Verzerrung kann in der Praxis noch verstärkt werden, wenn der Regulierer – mangels genauer Informationen zu den tatsächlichen Kapitalkosten – im Zweifelsfall eher eine etwas höhere Kapitalrendite festlegt. Die daraus resultierende Anreizverzerrung ist in der Literatur als Averch-Johnson-Effekt bekannt (vgl. Averch & Johnson, 1962). Insgesamt würde das Netz folglich zu stark ausgebaut, und gesamtwirtschaftliche Kostenersparnisse durch EPM-Maßnahmen in Verbindung mit einem geringeren oder späteren Netzausbau blieben möglicherweise ungenutzt.

Im Folgenden wird mit „FlexShare & FOCS“ ein Anreizmechanismus für den regulatorischen Umgang mit EPM-Maßnahmen in der ARegV vorgestellt und untersucht. Die quantitative Simulation mit Hilfe eines Regulierungsmodells zeigt, dass mit diesem Ansatz Wohlfahrtsverbesserungen erreicht werden können, indem die Effizienzreize der Netzbetreiber gestärkt und gleichzeitig das Kostenrisiko angemessen berücksichtigt wird.

3 Anreizsystem „FlexShare & FOCS“

Das Anreizsystem „FlexShare & FOCS“ setzt sich aus zwei Anreizinstrumenten zusammen, die beide in verschiedenen Formen in der Regulierungspraxis angewendet werden. Die Innovation liegt jedoch in der Kombination der Ansätze und deren gezielte Anwendung auf die Kosten des Engpassmanagements (EPM). Die folgenden **Abbildung 1** stellt das Vorgehen des zweistufigen Systems schematisch dar.

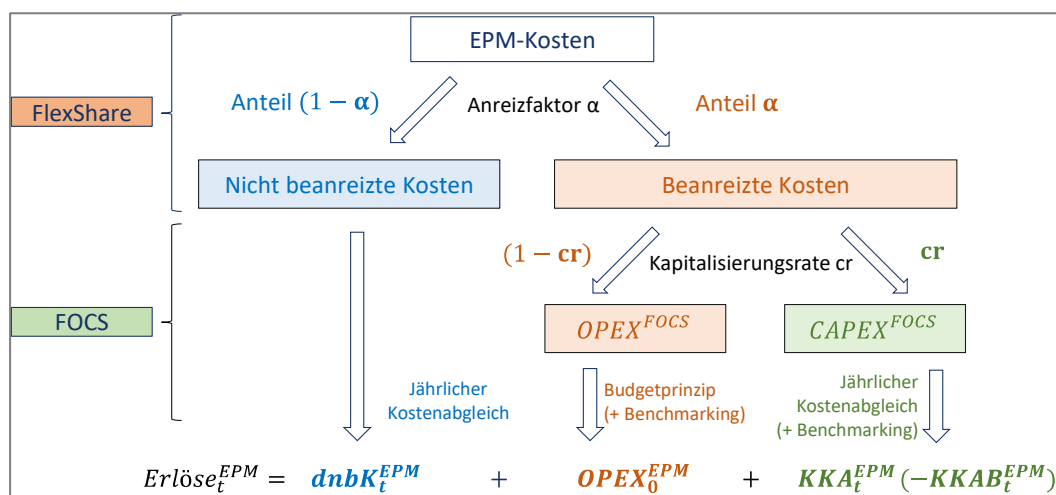


Abbildung 1: Illustration des zweistufigen Ansatzes „FlexShare & FOCS“

Quelle: eigene Darstellung

Auf der ersten Stufe erfolgt zunächst die Einteilung der EPM-Kosten im Sinne eines Sliding-Scale-Ansatzes, den wir als „FlexShare“ bezeichnen. Dabei wird ein Anreizfaktor α festgelegt, der die Zuordnung der Kosten in einen beanreizten und einen nicht-beanreizten Teil bestimmt. Während der nicht-beanreizte $(1 - \alpha)$ -Teil als $dnbK$ von den regulatorischen Kostenanreizen ausgenommen wird, unterliegt der beanreizte α -Teil grundsätzlich den Effizienzvorgaben der Anreizregulierung.

Für die beanreizten Kosten wird anschließend auf der zweiten Stufe eine OPEX-CAPEX-Zuordnung vorgenommen. Diese zweite Komponente bezeichnen wir mit „FOCS“ (fixed OPEX-CAPEX-Share; vgl. Oxera, 2019). Dabei wird eine Kapitalisierungsrate cr festgelegt, die darüber bestimmt, welcher Anteil (cr) der beanreizten Kosten regulatorisch als Kapitalausgaben (CAPEX) behandelt wird, und welcher Teil $(1 - cr)$ wie Betriebsausgaben (OPEX) dem Budgetprinzip der Anreizregulierung unterliegt.

Der Vorteil des kombinierten Ansatzes der beiden Anreizinstrumente liegt darin, dass sich beide unterschiedlich auf Effizianzanreize und Kostenrisiken auswirken und damit dem Regulierer einen größeren Spielraum geben, die Anreize des Netzbetreibers im

gesamtwirtschaftlichen Interesse zu optimieren. Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten und deren Wirkungsweise im Detail beschreiben.

Stufe 1: FlexShare

FlexShare ist ein Sliding-Scale-Ansatz, bei dem die Kostenrisiken auf Basis eines Anreizfaktors α zwischen Netzbetreibern und Netzkunden aufgeteilt werden. Dabei wird gemäß des Budgetprinzips der ARegV ein Erlöspfad für die EPM-Erlöse vorgegeben, der basierend auf den Kosten des Basisjahres ermittelt wird (Basiserlöse). Zusätzlich erfolgt jedoch ein jährlicher Abgleich mit den tatsächlichen Kosten, wobei die Erlösobergrenze um einen festen Anteil $(1 - \alpha)$ der Abweichungen von den Basiserlösen angepasst wird. Mit diesem angepassten Erlösteil folgt man damit der dnbK-Logik, so dass ein Teil der Kosten außerhalb der regulatorischen Anreize bleiben.

Das Vorgehen und die Rolle des Anreizfaktors wird im Folgenden anhand einer vereinfachten Erlösberechnung illustriert. Die Erlöse im Jahr t der Regulierungsperiode setzen sich dabei wie folgt aus den Basiserlösen (basierend auf dem Basisjahr 0) und der Erlösanpassung (basierend auf der Kostenabweichung im Jahr t) zusammen:

$$\text{Erlöse}_t^{\text{EPM}} = \text{Basiserlöse}_0^{\text{EPM}} + (1 - \alpha) \cdot (\text{Kosten}_1^{\text{EPM}} - \text{Basiserlöse}_0^{\text{EPM}})$$

Vernachlässigt man Preisanpassungen und X-Faktoren, entsprechen die Basiserlöse den EPM-Kosten im Basisjahr 0 ($\text{Kosten}_0^{\text{EPM}}$) und bleiben über die Regulierungsperiode konstant. Damit gilt

$$\begin{aligned} \text{Erlöse}_t^{\text{EPM}} &= \text{Kosten}_0^{\text{EPM}} + (1 - \alpha) \cdot (\text{Kosten}_1^{\text{EPM}} - \text{Kosten}_0^{\text{EPM}}) \\ &= \alpha \cdot \text{Kosten}_0^{\text{EPM}} + (1 - \alpha) \cdot \text{Kosten}_1^{\text{EPM}} \end{aligned}$$

Die letzte Gleichung zeigt, dass der Ansatz auf Basis des Anreizfaktors α eine gewichtete Einteilung der EPM-Erlöse in zwei Komponenten vornimmt:

- einen budgetierten Erlösteil ($\alpha \cdot \text{Kosten}_0^{\text{EPM}}$), der von den tatsächlichen Kosten entkoppelt ist und damit als „beeinflussbare Kosten“ der vollen Anreizwirkung unterliegt, und
- einen kostenbasierten Erlösteil ($(1 - \alpha) \cdot \text{Kosten}_1^{\text{EPM}}$), der als „nicht beeinflussbare Kosten“ behandelt und somit vergleichbar mit dnbK jährlich an die tatsächlichen Kosten angepasst wird.

Mit anderen Worten stellt „FlexShare“ ein flexibles Anreizsystem dar, das einen Mittelweg ermöglicht zwischen der aktuellen Behandlung der Redispatch-Kosten als dnbK ($\alpha=0$) und der vollständigen Behandlung als budgetierte OPEX ($\alpha = 1$) ermöglicht. Die nachfolgende **Abbildung 2** illustriert den FlexShare-Ansatz anhand der Kosten- und Erlösentwicklung für ein fiktives Zahlenbeispiel unter einem Anreizfaktor von $\alpha = 0,2$.

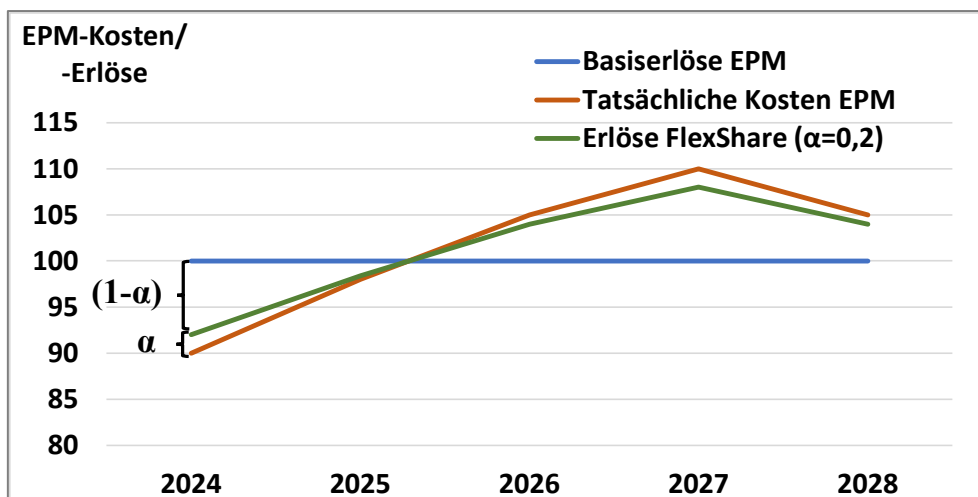


Abbildung 2: Illustration des FlexShare-Ansatzes anhand eines Zahlenbeispiels

Quelle: eigene Darstellung

Der FlexShare-Ansatz entspricht im Grunde dem vom BMWi (2020) angedachten Bonus-Malus-System, bei dem Abweichungen der EPM-Kosten von einem vorgegebenen Erlöspfad mit entsprechenden Zu- oder Abschlägen versehen werden. Voraussetzung für die praktische Anwendung des Ansatzes ist allerdings, dass eine konkrete Einschätzung über den Grad der Beeinflussbarkeit der EPM-Kosten durch Netzbetreiber möglich ist, um den Anreizfaktor entsprechend festlegen zu können. Um das Risiko für Netzbetreiber zu begrenzen, sollte im Zweifelsfall eher ein geringerer Anreizfaktor gewählt oder Kappungsgrenzen bei den Kostenabweichungen gesetzt werden. Von den oben genannten Zielen ist bezüglich der **Kosteneffizienz** bei allen Anreizfaktoren größer als null von einer Verbesserung gegenüber dem derzeitigen dnbK-Ansatz auszugehen. Das Ziel der **Maßnahmenneutralität** der Anreize wird durch den FlexShare-Ansatz dagegen nicht explizit adressiert. Wenn zwischen Netzausbau und EPM-Maßnahmen ein gewisser Grad an Substituierbarkeit angenommen wird, besteht auf Grund der relativ stabilen Anreize für Investitionen durch den Kapitalkostenabgleich die Gefahr einer möglichen OPEX-CAPEX-Verzerrung. Hier setzt die zweite Komponente des Anreizsystems an, die wir als FOCS bezeichnen.

Stufe 2: FOCS (fixed-OPEX-CAPEX-Share)

Der FOCS-Ansatz soll eine stärkere Gleichbehandlung zwischen den für Flexibilität anfallenden Betriebsausgaben (OPEX) und den Kapitalausgaben (CAPEX) für Netzinvestitionen bewirken. Dies wird dadurch erreicht, dass ein festgelegter Teil der OPEX kapitalisiert wird. Das heißt, dass ein Teil dieser Ausgaben, bei dem es sich nach handelsrechtlicher und regulatorischer Logik eigentlich um unmittelbar kostenwirksame Betriebsausgaben handelt, wie Kapitalkosten behandelt wird: Die Ausgaben werden also wie

Netzanlagen aktiviert, als Betriebsvermögen verzinst und über eine festgelegte Nutzungsdauer abgeschrieben. Dies betrifft ausschließlich die regulatorische Erlösberechnung und unterscheidet sich folglich zwangsläufig von der handels- und steuerrechtlichen Behandlung. Die Höhe der Kapitalisierungsrate (cr) definiert den aktivierbaren Ausgabenanteil, während der verbleibende Teil ($1 - cr$) als budgetierte OPEX behandelt wird; daher die gewählte Bezeichnung „fixed OPEX-CAPEX-Share“ (vgl. Oxera, 2019).

Vergleichbar mit dem Anreizfaktor bei FlexShare gibt es auch bei der Kapitalisierungsrate ein Kontinuum zwischen einer reinen Behandlung als OPEX ($cr = 0$, was dem klassischen Budgetprinzip entsprechen würde) und einer vollständigen Kapitalisierung ($cr = 1$). Die folgende **Abbildung 3** illustriert das Vorgehen unter dem FOCS-Ansatz anhand eines Zahlenbeispiels für den Fall einer Kapitalisierungsrate von $cr = 0,8$ unter Vernachlässigung der Verzinsung. Aus Darstellungsgründen wird nur eine EPM-Ausgabe in Höhe von 100 betrachtet, die im Jahr 2024 (Beginn der 4. Regulierungsperiode) anfällt. Der kapitalisierte Teil der Ausgabe (CAPEX-FOCS=80) wird über die „Nutzungsdauer“ (hier: 5 Jahre) abgeschrieben, so dass jährliche Kapitalkosten in Höhe von 16 anfallen. Der verbleibende Ausgabenteil (OPEX-FOCS=20) würde in diesem Fall nicht in die Erlösobergrenze einfließen, da das Jahr 2024 kein Basisjahr ist.

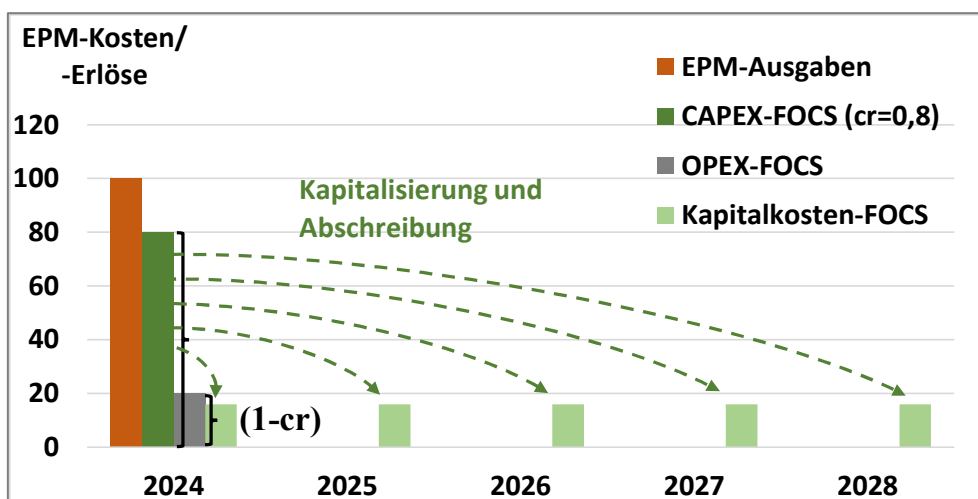


Abbildung 3: Illustration des FOCS-Ansatzes anhand eines Zahlenbeispiels

Quelle: eigene Darstellung

Der FOCS-Ansatz funktioniert im Grunde nach dem Prinzip des „TOTEX-Ansatz“ bei der Strom- und Wasserregulierung in Großbritannien (vgl. Ofgem, 2017; Ofwat, 2011); TOTEX-Ansatz deshalb, weil das Anreizschema auf die Gesamtausgaben (TOTEX) angewendet wird, unabhängig davon, ob es sich dem Grunde nach um Betriebs- oder Kapitalausgaben handelt.

Eine Anreizverzerrung zwischen den Kostenarten wird somit beseitigt, vorausgesetzt der FOCS-Ansatz wird auf alle regulierten Kosten des Netzbetreibers angewendet. In der hier untersuchten Thematik wird jedoch keine vollständige Systemumstellung betrachtet. Vielmehr bleibt das Anreizsystem auf die EPM-Kosten beschränkt und der FOCS-Ansatz wird nur auf den durch FlexShare beanreizten α -Teil dieser Kosten angewendet.

4 Analyse der regulatorischen Anreizinstrumente

4.1. Modellannahmen

Regulierungsrahmen

Die Simulation der regulatorischen Anpassungsoptionen erfolgt mit dem Modell RegMo, einer Weiterentwicklung des Regulierungsmodells, das im Rahmen der regulatorischen Analyse für die dena-Verteilnetzstudie entwickelt wurde (dena, 2012). Das Modell bildet die ARegV-Systematik im Detail ab und errechnet für vorgegebene Kostenszenarien und Regulierungsvarianten den Cashflow, der sich für einen Netzbetreiber aus den regulatorischen Erlösen und Kosten ergibt. Für die vorliegende Untersuchung wurden aus Darstellungsgründen einige Vereinfachungen vorgenommen. Zum einen beschränkt sich die Kostenbetrachtung auf die EPM-Maßnahmen und vernachlässigt Erlöse aus dem Gesamtnetz. Zum anderen wurde der zweijährige Zeitverzug zwischen dem Basisjahr und dem Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode zur besseren Nachvollziehbarkeit der Effekte nicht berücksichtigt. Beginn des Betrachtungszeitraums ist 2024 und damit der Start der vierten Regulierungsperiode.

Für die geltende ARegV wurden folgende Erlöskategorien betrachtet:

- Budgetierte Kosten für die regulären Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (KapK) gemäß Kostenprüfung aus dem Basisjahr $t=0$.
- Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) mit jährlicher Erlösanpassung im Jahr t
- Kapitalkostenabgleich mit jährlicher Erlösanpassung im Jahr t , bestehend aus
 - Kapitalkostenaufschlag (KKA) für Kapitalausgaben (CAPEX) nach dem Basisjahr
 - Kapitalkostenabzug (KKAB) auf die im Basisjahr bestehenden Anlagen.
- Individueller X-Faktor (X) als Vorgabe zum Abbau von Ineffizienzen. Der Effizienzwert wird im Modell auf Basis eines vereinfachten Effizienzvergleichs (Benchmarking) zu einem Referenznetzbetreiber ermittelt.

Für die Kapitalerlöse wurde vereinfachend die Annahme eines WACC-Ansatzes getroffen, bei dem eine durchschnittliche regulatorische Rendite (rate of return; ror) von 5,25 % unterstellt wird. Der tatsächliche Kapitalkostensatz (cost of capital; coc) wird mit 5 % etwas niedriger

angenommen. Mit anderen Worten wird hier ein geringer Averch-Johnson-Effekt unterstellt, der daraus resultiert, dass der Regulierer die tatsächlichen Kapitalkosten mangels genauerer Informationen etwas überschätzt. Insgesamt ergibt sich daraus die folgende vereinfachte Formel für die Bestimmung der Erlösobergrenze (EOG):

$$EOG_t = dnbK_t + [OPEX_0 + KapK_0 - KKAB_t] \cdot (1 - X_t) + KKA_t$$

Kostenannahmen

Der zentrale Untersuchungsgegenstand sind die EPM-Kosten des Netzbetreibers und die regulatorisch zu erzielenden Erlöse. Betrachtet werden EPM-Kosten im Zeitraum von 2024 bis 2028 (vierte Regulierungsperiode), wobei die Höhe der Kosten unsicher ist. Es werden zwei Kostenszenarien unterschieden, die mit jeweils einer Wahrscheinlichkeit von 50 % eintreten können. Im Szenario „EPM-Kosten steigend“ wird von einem jährlichen Anstieg der Kosten in Höhe von 1 % ausgegangen; im Szenario „EPM-Kosten konstant“ wird eine gleichbleibende Höhe der EPM-Kosten angenommen. Im Erwartungswert ergibt sich demnach ein Anstieg der Kosten. Die Kostenszenarien dienen der Risikoanalyse, wobei ein risikoaverser Netzbetreiber angenommen wird.

Zusätzlich zu dem extern vorgegebenen Verlauf der Kostenentwicklung wird davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber Einfluss auf die Kosten nehmen kann. Dieser Kosteneinfluss wird über den Faktor e (für Effort) abgebildet, der die Effizienzanstrengung des Netzbetreibers beschreibt. Der Effort-Faktor (mit $0 \leq e \leq 1$) wird durch den Netzbetreiber auf Basis der Gewinnoptimierung gewählt und gilt für den gesamten Betrachtungszeitraum. Hierbei ergibt sich für den Netzbetreiber ein Trade-off zwischen den zusätzlichen Gewinnen, die sich durch die Kosteneinsparungen (Effort Savings) erzielen lassen, und den zusätzlichen Kosten, die ihm durch die Effizienzanstrengungen entstehen (Effort Costs).

Für die Effort Savings (ES_t) wird folgender Bezug zwischen dem Effort e und den jährlichen EPM-Kosten (C_t^{EPM}) angenommen (jeweils in Erwartungswerten):

$$ES_t = C_t^{EPM} - C_t^{EPM} \cdot (1 - e \cdot mes)^{t-1}.$$

Der Parameter mes (für maximum Effort Saving) stellt die höchste durch den Netzbetreiber jährliche erzielbare Kosteneinsparung dar. Dabei werden zwei Fälle unterschieden: Als Referenzfall wird von einer geringen Beeinflussbarkeit der Kosten durch den Netzbetreiber ausgegangen. Konkret wird ein Parameter von $mes = 0,02$ angenommen. Damit lässt sich mit einem Effort von $e = 1$ maximal eine jährliche Kosteneinsparung von $ES_t = 2\%$ der EPM-Kosten gegenüber dem Vorjahr erreichen. Als alternative Annahme wird mit $mes = 0,05$ ein vergleichsweise höheres Einsparpotenzial unterstellt. **Abbildung 4** illustriert die unterschiedlichen Kosteneinflüsse, indem die Kostenverläufe für $e = 1$ dem Kostenverlauf für

$e = 0$ gegenübergestellt werden (jeweils als Erwartungswerte der beiden Kostenszenarien steigend und konstant).

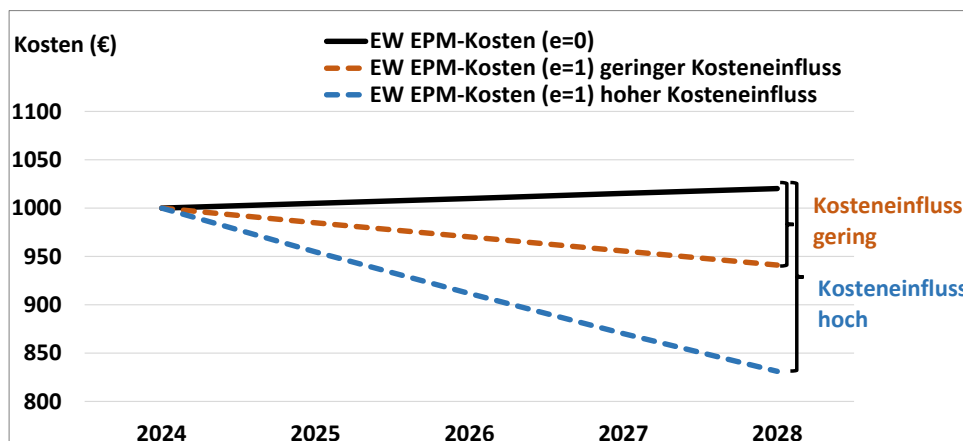


Abbildung 4: EPM-Kosten für $e = 0$ und $e = 1$ bei geringem ($mes = 0,02$) und hohem ($mes = 0,05$) Kosteneinfluss

Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 4 zeigt, dass in beiden Fällen ein sinkender Verlauf der EPM-Kosten erreicht werden kann. Allerdings wird hier die *Bruttoersparnis* dargestellt, während der Kostenanstieg für die Effizienzanstrengungen noch nicht berücksichtigt wird.

Für die Kosten der Effizienzanstrengung (Effort Costs EC_t) wird folgender Zusammenhang unterstellt:

$$EC_t^{EPM} = C_t^{EPM} - C_t^{EPM} \cdot \left(1 - e \cdot \frac{e}{0,5} \cdot mes\right)^{t-1}$$

Der Faktor $(e/0,5)$ in dieser Gleichung normiert die Kosten so, dass die Effort Costs bei einer Effizienzanstrengung von 50 % ($e = 0,5$) genau den Effort Savings entsprechen. Betrachtet man die Gesamtsummen als Funktion von e , ergeben sich die in **Abbildung 5** dargestellten Verläufe (jeweils als Nettobarwerte).

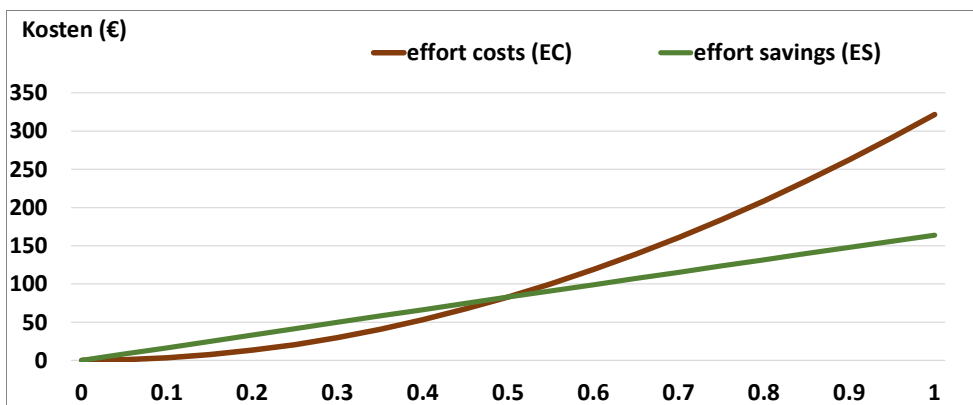


Abbildung 5: Nettobarwerte der gesamten Effort Costs und Effort Savings in Abhängigkeit von e .

Quelle: eigene Darstellung

Die Normierung führt dazu, dass sich die Kurven bei $e = 0,5$ schneiden. Bei diesem Effort würden folglich die Cost Savings komplett durch die Effort Costs aufgezehrt werden. Das gesellschaftliche Optimum wird dort erreicht, wo die marginalen cost savings den marginalen Effort Costs entsprechen:

$$\frac{\partial ES}{\partial e} = \frac{\partial EC}{\partial e} \leftrightarrow e^* = 0,25.$$

Folglich wäre – unabhängig vom Grad der Kostenbeeinflussbarkeit – ein Effort von $e^* = 25\%$ gesamtwirtschaftliche optimal. Hierbei zeigt sich der Unterschied bezüglich der Beeinflussbarkeit der Kosten durch den Netzbetreiber. Vergleicht man den Gesamtkostenverlauf unter Berücksichtigung der *Nettoersparnisse* (Effort Savings *abzüglich* Effort Costs), so ergeben sich die in **Abbildung 6** dargestellten Verläufe.

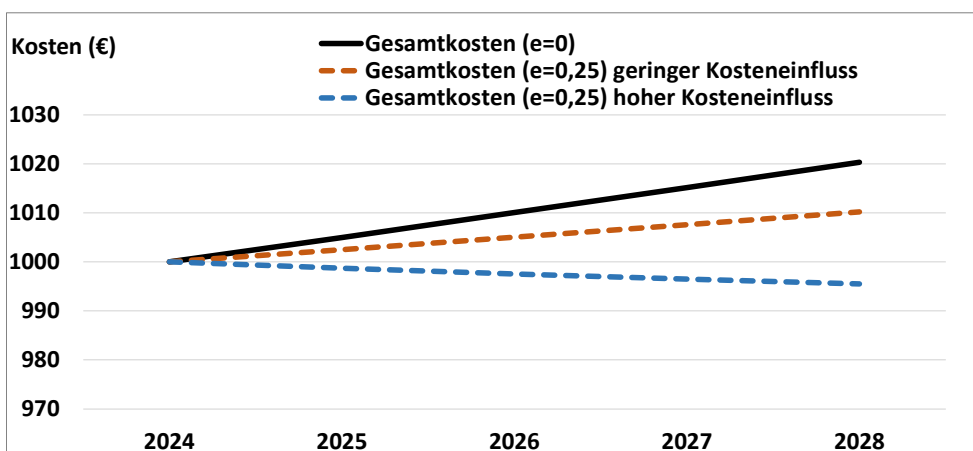


Abbildung 6: Gesamtkosten für $e=0$ und $e=0,25$ bei unterschiedlichem Kosteneinfluss

Quelle: eigene Darstellung

Folglich wird selbst bei optimaler Beanreizung der Kosteneffizienz ($e^* = 0,25$) nur bei hohem Kosteneinfluss ein sinkender Kostenverlauf erreicht, während die Gesamtkosten bei einem geringen Kosteneinfluss ansteigen. Daraus folgt unmittelbar, dass bei einer vollständigen Kostenbehandlung unter dem Budgetprinzip die Erlöse aus dem Basisjahr nicht kostendeckend sein werden.

In der Regel wird der optimale Effort des Netzbetreibers aus seiner Gewinnoptimierung vom gesellschaftlichen Optimum abweichen, sofern das Anreizsystem vom Budgetprinzip abweicht. Die Kosteneinsparungen werden je nach Anreizschema zwischen Netzbetreibern und Netznutzern geteilt, so dass aus Sicht der Netzbetreiber positive externe Effekte auftreten können, die dieser in seiner Gewinnabwägung nicht berücksichtigt. Im Fall eines dnbK-Ansatzes (Anreizrate $\alpha = 0$) verbleiben z.B. alle Kosteneinsparungen bei den Konsumenten, so dass $e = 0$ gewählt wird. Zudem kann die Behandlung der Effort Costs von der der Effort Savings abweichen. Werden die Einsparungen durch zusätzliches Personal oder Investitionen in die IT-Infrastruktur erzielt, würden diese mangels Abgrenzbarkeit der Kosten unabhängig vom gewählten Anreizsystem für EPM unter der normalen Anreizregulierung behandelt. Für die Simulation wird eine Behandlung als budgetierte Kosten unterstellt, so dass diese nur in den Basisjahren anerkannt werden und damit vollumfänglich den Anreizen unterliegen. Insgesamt spiegeln die Kostenannahmen somit den zentralen Zielkonflikt der regulatorischen Anreize wider: Die maximalen Effizienzanreize können zwar die gesellschaftlich optimalen Effizienzanstrengungen bewirken, garantieren bei steigenden Kosten jedoch keine Auskömmlichkeit der Erlöse für den Netzbetreiber.

Annahmen zur Wohlfahrtsanalyse

Die regulatorische Analyse adressiert die Frage, inwieweit ein betrachtetes Anreizsystem die zentralen Ziele der Kosteneffizienz, Maßnahmenneutralität und Auskömmlichkeit der Rendite erreicht. Die Beurteilung erfolgt auf Basis der Gesamtwohlfahrt, die sich aus der Summe der Produzentenrente (PR) und Konsumentenrente (KR) zusammensetzt.

Als Maß für PR dient hierbei der Nettobarwert der erwarteten Gewinne der Netzbetreiber (π). Die KR wird als Nettonutzen der Konsumenten ermittelt, der sich aus der abdiskontierten Differenz zwischen dem Bruttonutzen der EPM-Maßnahmen und den an die Netzbetreiber zu zahlenden Netzerlösen über den Gesamtzeitraum ergibt. Der Bruttonutzen wird als NBW der erwarteten EPM-Kosten vorgegeben. Die absolute Höhe des Bruttonutzens spielt dabei keine Rolle, da der Fokus auf der relativen Betrachtung der Anreizsysteme liegt, und die EPM-Maßnahmen sich nur in den Kosten und nicht der Qualität ihrer Umsetzung unterscheiden. Die Normierung führt dazu, dass die Konsumenten nur eine positive KR erzielen können, wenn die

Erlöse (und damit die Kosten für die Konsumenten) durch die Effort Savings reduziert werden. Bei einem dnbK-Ansatz, der entsprechend keine Effizienzeinsparungen beanreizt, gilt folglich $KR=0$.

Während Konsumenten als risikoneutral angenommen werden, wird für Netzbetreiber eine Risikoaversion unterstellt. Dies wird durch eine Korrektur der Produzentenrente modelliert, indem der erwartete Gewinn um die gewichtete Standardabweichung der Gewinne für die beiden Kostenszenarien „fallende“ vs. „konstante EPM-Kosten“ (σ^π) korrigiert wird. Als Gewichtungsfaktor wird ein Wert von 0,1 angenommen. Die risiko-korrigierte Produzentenrente ergibt sich daher als:

$$PR = EW(\pi) - 0,1 \cdot \sigma^\pi$$

Regulatorische „Optimierung“

Die optimale Ausgestaltung der Regulierung, d.h. die Wahl des Anreizsystems und der relevanten Parameter, kann als Prinzipal-Agenten-Problem aufgefasst werden (vgl. Laffont & Tirole, 1993; Laffont & Martimort, 2002).

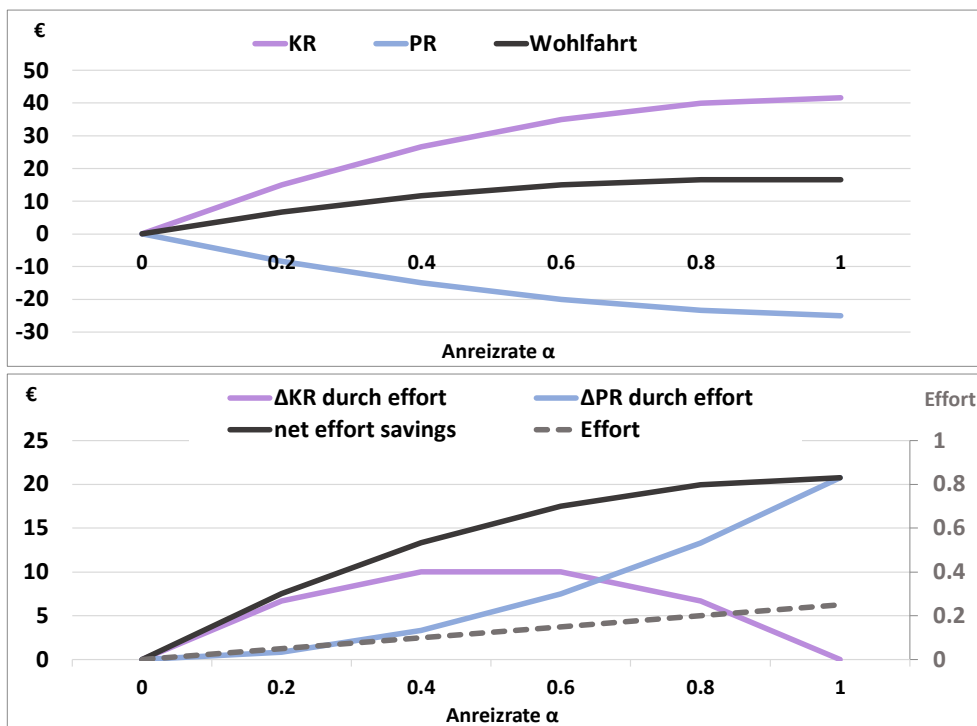
Im Fall des „FlexShare & FOCS“-Ansatzes wählt der Regulierer die Parameter für die Anreizrate (α) und die Kapitalisierungsrate (cr). Der regulierte Netzbetreiber nimmt die Regulierungsparameter als gegeben hin und optimiert sich gegen diese Regulierung, indem er den Effort-Faktor so wählt, dass sein erwarteter Gewinn maximiert wird. Ist der Gewinn negativ, wird er – sofern möglich – eine alternative Maßnahme wählen; in diesem Fall eine CAPEX-lastige Variante wie Netzausbau. Der Regulierer wird versuchen, die Reaktion des Netzbetreibers auf die regulatorischen Parameter bestmöglich zu antizipieren und diese daher so wählen, dass die Gesamtwohlfahrt optimiert wird.

Anstelle einer theoretischen Optimierung beruht die nachfolgende regulatorische Analyse auf einer Simulation, bei der verschiedene Kombinationsmöglichkeiten aus Anreizrate und Kapitalisierungsrate durchgerechnet werden, um die resultierenden Auswirkungen auf Netzbetreiber und Konsumenten zu bestimmen.

4.2. Wohlfahrtswirkungen der Anreizsysteme

Zunächst erfolgt eine separate Wirkungsanalyse der Anreizrate α und der Kapitalisierungsrate cr . **Abbildung 7** zeigt die Auswirkungen der Anreizrate unter FlexShare auf Konsumenten- (KR) und Produzentenrente (PR), den vom Netzbetreiber gewählten Effort (e) sowie die damit verbundenen Effort Savings und Effort Costs. Im oberen Teil der Abbildung wird der Referenzfall eines geringen Kosteneinflusses dargestellt (Fall a); der untere Teil zeigt den Fall eines hohen Kosteneinflusses (Fall b).

Fall a) geringe Beeinflussbarkeit der Kosten (Referenzfall)



Fall b) hohe Beeinflussbarkeit der Kosten

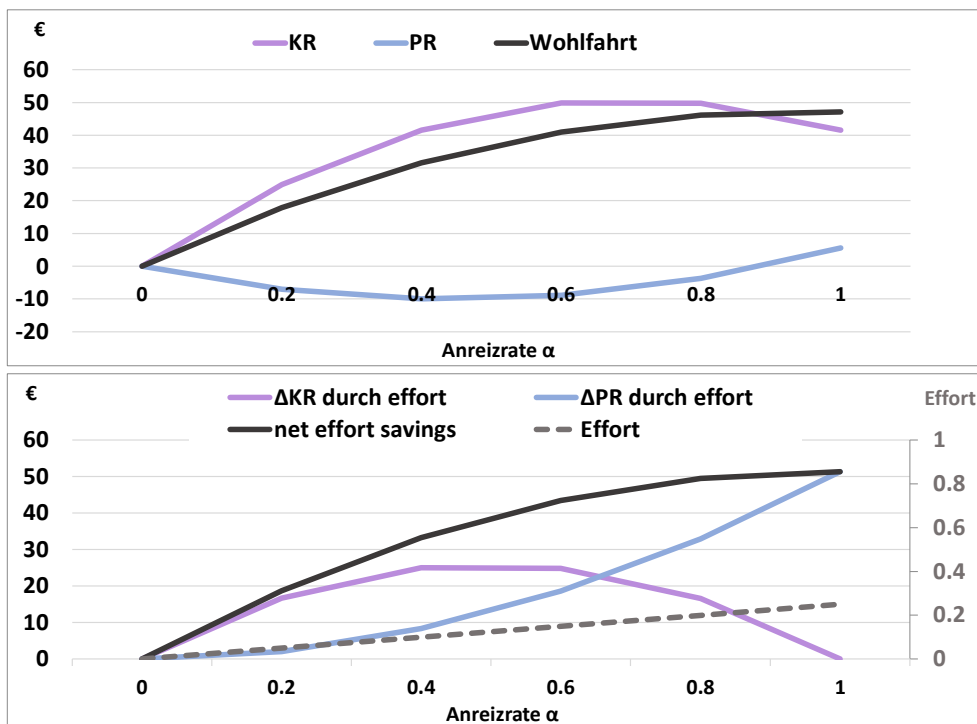


Abbildung 7: Wohlfahrtseffekte und Effizienzwirkung der Anreizrate unter FlexShare

Quelle: eigene Darstellung

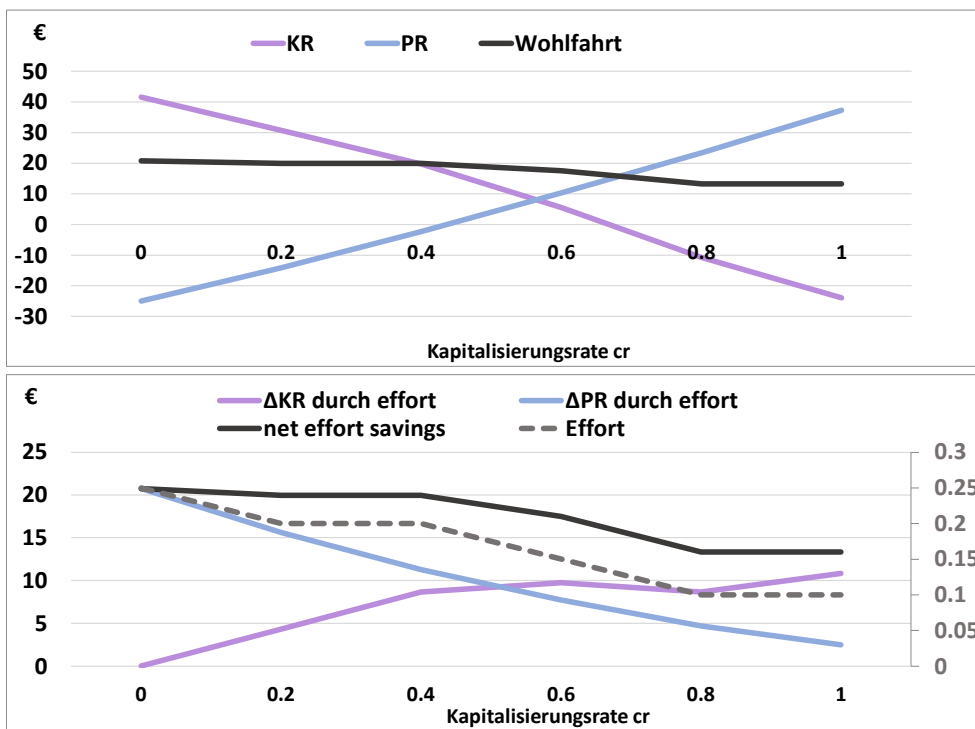
In beiden Fällen führt die höhere Anreizrate zu den beabsichtigten höheren Kosteneinsparungen. Gleichzeitig bewirkt das höhere α , dass ein größerer Anteil der Ersparnisse bei den Netzbetreibern verbleibt, da die budgetierten Erlöse erst nach dem folgenden Basisjahr an die Konsumenten weitergegeben werden. Dieser Effekt wird in den unteren Abbildungen durch den Anstieg von ΔPR dargestellt, das den Ersparnisereffekt auf die Produzentenrente isoliert darstellt. Für die Konsumenten ergibt sich diesbezüglich ein Trade-off, da mit α zwar die gesamten Kostenersparnisse zunehmen, die Konsumenten jedoch zu einem geringen Teil davon profitieren. Insgesamt bleibt der Effekt für die Konsumenten aber positiv, so dass KR und Gesamtwohlfahrt in der Summe mit α ansteigen.

Für die Netzbetreiber kann der Anstieg der Nettoersparnisse jedoch im Fall eines geringen Kosteneinflusses den extern verursachten Kostenanstieg nicht ausgleichen, so dass die Anreizrate zu Verlusten führt. Tritt dieser Fall ein, ist eine positive Anreizrate gesamtwirtschaftlich problematisch, wenn die Netzbetreiber eine alternative CAPEX-lastige Lösung zur Auswahl haben, die zumindest kostendeckend ist. Dies würde eine Anreizverzerrung hin zu einer CAPEX-Maßnahme bewirken, so dass die positiven Wohlfahrtseffekte der EPM-Maßnahme möglicherweise nicht realisiert werden.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass die Berechnungen zwar das Wohlfahrtsoptimum bei einem Anreizfaktor von $\alpha=1$ sehen, dieses aber nur ein Gleichgewicht darstellen kann, wenn eine hinreichend große Beeinflussbarkeit der Kosten durch den Netzbetreiber vorliegt. Nach dem Vorsichtsprinzip sollte ansonsten eine geringe Anreizrate ($\alpha \leq 0,2$) festgelegt werden. Diese würde im Vergleich zum Status Quo der ARegV, die eine dnbK-Behandlung vorsieht, immer noch zu einer deutlichen Wohlfahrtsverbesserung führen.

Das externe Kostenrisiko wird explizit mit dem FOCS-Ansatz angegangen. Die Wirkungsweise der Kapitalisierungsrate cr wird in **Abbildung 8** dargestellt. Dabei wirkt sich cr im Gegensatz zu α zwar negativ auf den Effort aus, da der budgetierte Erlösanteil mit der Kapitalisierung zu Gunsten eines jährlichen Kostenabgleichs geringer wird. Die Wirkung auf die Effizianzanreize ist jedoch geringer als bei der Anreizrate, weil der kapitalisierte Kostenanteil – anders als der dnbK-Anteil ($1 - \alpha$) bei FlexShare – im Effizienzvergleich verbleibt. Über den individuellen X-Faktor besteht somit auch bei $\alpha = 1$ weiterhin ein Kostendruck. Die Netzbetreiber profitieren im Fall eines geringen Kosteneinflusses durch den jährlichen Kostenabgleich. Da die regulatorische Rendite annahmegemäß etwas oberhalb der tatsächlichen Kapitalkosten liegt, können die Netzbetreiber einen Zusatzgewinn über die Kapitalrendite erzielen. Die Konsumenten gewinnen bei einer moderaten Kapitalisierungsrate im Vergleich zum Status Quo (dnbK), wobei die KR mit zunehmender Höhe von cr geringer wird.

Fall a) geringe Beeinflussbarkeit der Kosten (Referenzfall)



Fall b) hohe Beeinflussbarkeit der Kosten

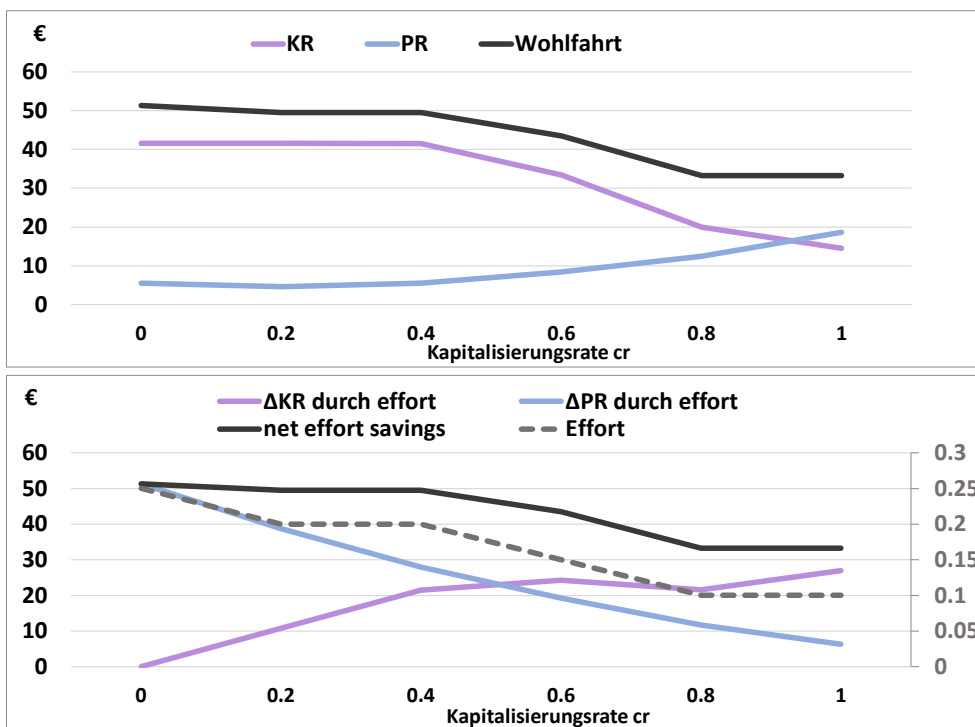


Abbildung 8: Wohlfahrtseffekte und Effizienzwirkung der Kapitalisierungsrate unter FOCS

Quelle: eigene Darstellung

Insgesamt sind die Wohlfahrtseffekte durch die Kapitalisierung durchweg positiv und die Sensitivität der Kapitalisierungsrate relativ moderat, wenngleich Verteilungseffekte zwischen Netzbetreibern und Konsumenten auftreten. Eine mittlere Kapitalisierungsrate ($0,4 \leq cr \leq 0,6$) stellt unter den getroffenen Annahmen einen guten Mittelweg dar, um den Trade-off zwischen Effizianzanreizen und Kostenrisiko zu adressieren und damit auch das Ziel der Maßnahmenneutralität zu erreichen.

Bringt man beide regulatorischen Instrumente, Anreizrate und Kapitalisierungsrate, zusammen, ergibt sich ein kombiniertes Anreizsystem „FlexShare & FOCS“ mit verschiedenen möglichen Parameterkonstellationen α und cr . Zunächst erfolgt dabei eine Kostenaufteilung nach FlexShare. Anschließend wird der mittels α beanreizte Kostenanteil in einen kapitalisierten und einen nicht-kapitalisierten Anteil aufgeteilt, von dem nur letzterer dem Budgetprinzip der Anreizregulierung unterliegt. Die Einzelkomponenten „FlexShare“ und „FOCS“ können dabei als Spezialfälle des kombinierten Ansatzes abgebildet werden: Im Fall $cr = 0$ ergibt sich durch Variation von α ein FlexShare-Ansatz, während $\alpha = 1$ für unterschiedliche Werte von cr den FOCS-Ansatz darstellt.

Die folgende **Abbildung 9** zeigt einen Überblick der Wohlfahrtseffekte, wobei die Ergebnisse zur Illustration in drei Bereiche gruppiert sind. Die ersten beiden Gruppen zeigen die Ergebnisse, wenn FlexShare und FOCS jeweils separat angewendet würde. Die unterste Gruppe zeigt den kombinierten Ansatz. Dabei wird eine mittlere Kapitalisierungsrate in Höhe von $cr = 0,6$ angenommen, während die Anreizrate α variiert. Die Ergebnisdarstellung beschränkt sich auf den Referenzfall eines geringen Kosteneinflusses der Netzbetreiber, da dieser hinsichtlich der Anreizproblematik von EPM-Maßnahmen als realistischer und zudem besonders kritisch einzustufen ist. Wie zuvor bereits dargestellt, gewinnen die Konsumenten und die Gesamtwohlfahrt bei allen Regulierungsvarianten, in denen eine Effizienzbeanreizung mittels $\alpha > 0$ erfolgt. Es erscheint daher angemessen, den Fokus der Analyse auf die Netzbetreiber und damit die Produzentenrente zu legen, da hiervon insbesondere abhängt, ob die EPM-Maßnahmen im gesellschaftlich gewünschten Umfang durchgeführt und Überinvestitionen in Kapitallösungen vermieden werden.

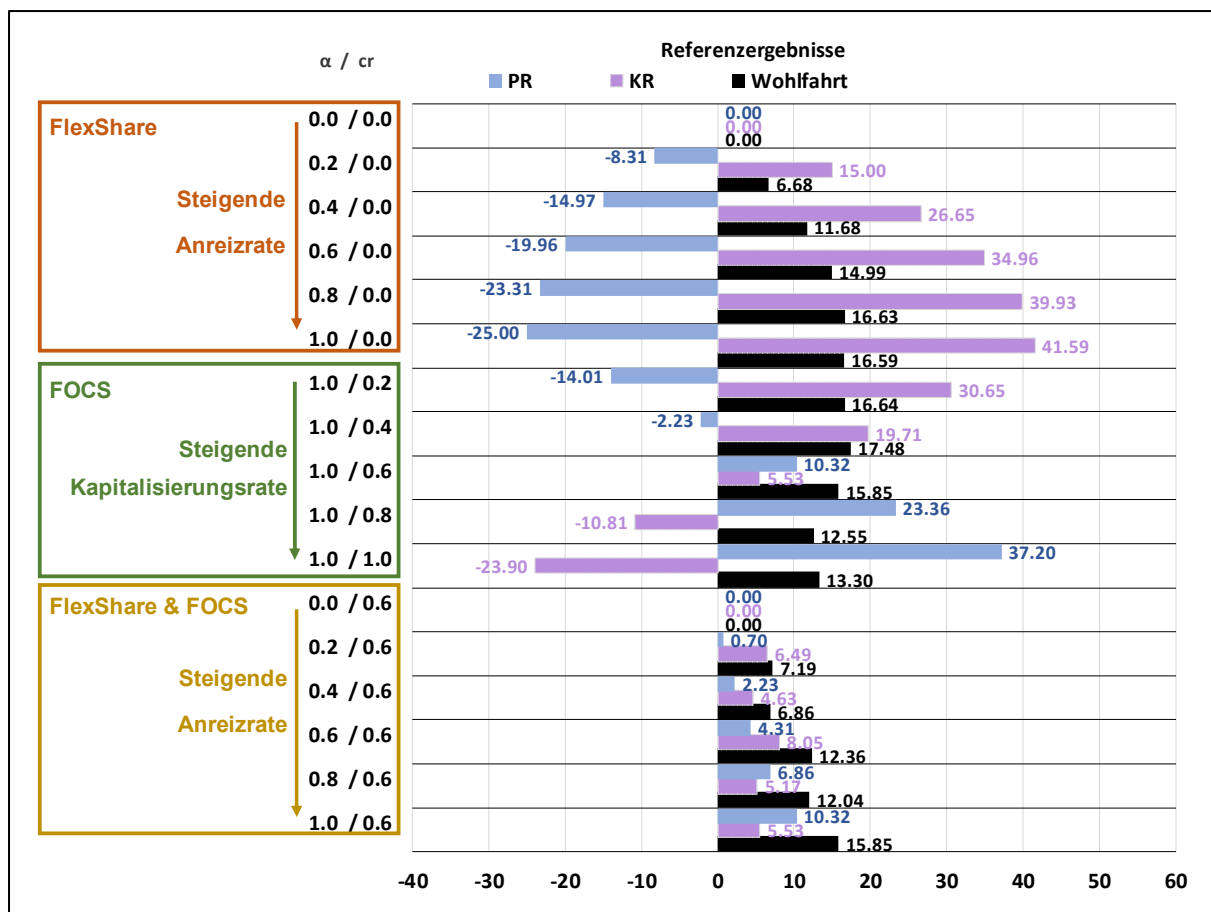


Abbildung 9: Wohlfahrtseffekte der Anreizsysteme im Referenzfall

Quelle: eigene Darstellung

Die Ergebnisse in **Abbildung 9** zeigen, dass der „FlexShare-und-FOCS“-Ansatz zu einer Verbesserung der Produzentenrente wie auch der Konsumentenrente führt. Wird eine Kapitalisierungsrate auf $cr = 0,6$ festgelegt, kann der Anreizfaktor (im Vergleich zu FlexShare ohne FOCS) deutlich höher angesetzt werden. Dies ist dadurch zu erklären, dass die kapitalisierten Kostenanteile unter FOCS das Risiko extern verursachter Kostensteigerung durch den jährlichen Kostenabgleich mindern. Dabei bleibt (anders als bei den dbnK) ein Effizianzreiz über das Benchmarking bestehen. Auch die Verteilungseffekte zwischen Netzbetreibern und Konsumenten fallen moderat aus, während die Einzelsystem FlexShare und FOCS isoliert angewendet zu erheblichen Umverteilungen führen.

5 Schlussfolgerungen

Die Zunahme von Netzengpässen stellt die Anreizregulierung vor enorme Herausforderungen. Einerseits sollen operative Maßnahmen des Engpassmanagements (EPM) als Alternative zum konventionellen Netzausbau aktiv gefördert werden; andererseits soll der Kostenanstieg durch Effizianzanreize begrenzt werden. Mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) ist von einer Abkehr vom bisherigen Ansatz der EPM-Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) auszugehen. Als wahrscheinlich gilt ein Sliding-Scale-Ansatz, der einen Teil der Kosten in das Budgetprinzip der Anreizregulierung überführt (beanreizte Kosten), während der verbleibende Kostenanteil weiterhin als dnbK kostenbasiert durchgeleitet wird (nicht beanreizte Kosten).

In dem vorliegenden Paper wird mit „FlexShare & FOCS“ ein zweistufiges Anreizsystem für EPM-Maßnahmen vorgestellt und mittels eines simulativen Regulierungsmodells auf seine Wohlfahrtswirkungen hin untersucht. Die Innovation des Ansatzes besteht darin, dass hierbei der Sliding-Scale-Ansatz (FlexShare) durch ein Instrument mit festgelegter OPEX-CAPEX-Zuordnung (FOCS für „fixed OPEX-CAPEX-Share“) ergänzt wird, die das externe Kostenrisiko begrenzt und damit stärkere Effizianzanreize ermöglicht ohne das Ziel der Maßnahmenneutralität zwischen OPEX-lastigen EPM-Maßnahmen und CAPEX-lastigem konventionellem Netzausbau zu gefährden.

Die Simulation zeigt, dass mit „FlexShare & FOCS“ Wohlfahrtsverbesserungen erreicht werden können, die mit einem reinen Sliding-Scale-Ansatz nicht realisierbar sind. Das zentrale Problem dabei ist, dass die Anreizrate (α), die maßgeblich die Effizianzanreize bestimmt, gleichzeitig auch das Kostenrisiko für die Netzbetreiber erhöht und damit zu einer OPEX-CAPEX-Verzerrung in Richtung eines konventionellen Netzausbaus beiträgt. Der FOCS-Ansatz auf der zweiten Stufe korrigiert diese Verzerrung: Nach Maßgabe einer festgelegten Kapitalisierungsrate (cr) wird ein Teil der beanreizten Kosten regulatorisch wie Kapitalausgaben behandelt und damit aktiviert, abgeschrieben und verzinst. Der Kapitalkostenabgleich sorgt dabei für eine zeitnahe Kostenanerkennung, so dass auch steigende und volatile EPM-Kosten eine angemessene Rendite ermöglichen. Dies erlaubt eine höhere Anreizrate auf der ersten Stufe. Da die kapitalisierten Kosten jedoch (anders als die dnbK) im Effizienzvergleich berücksichtigt werden, bleiben somit höhere Effizianzanreize bestehen. Von den hieraus resultierenden Wohlfahrtsverbesserungen profitieren sowohl Konsumenten als auch die Netzbetreiber.

Referenzen

- Averch, H. & Johnson, L.L. (1962). Behavior of the firm under regulatory constraint. *American Economic Review*, Vol. 52, No. 5, pp. 1052–1069.
- BDEW (2019). Stellungnahme. Bewertung möglicher Anreizmechanismen für Engpassmanagement-Kosten, Consentec-Beitrag zum Dialogprozess Anreizregulierung beim BMWi am 21. Mai 2019, Berlin, 5. August 2019.
- BMWi (2020). Branchendialog zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung. Zusammenfassung der Diskussionspunkte, Berlin, 15. Juni 2020. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/branchendialog-zur-weiterentwicklung-der-anreizregulierung.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (letzter Zugriff: Oktober 2020)
- Brunekreeft, G. & Meyer, R. (2016). Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen: Effizienz versus Investitionen, *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 17(2): 172–187.
- Brunekreeft, G. & Rammerstorfer, M. (2020). OPEX-risk as a source of CAPEX-bias in monopoly regulation, *Bremen Energy Working Papers* No. 32, Jacobs University Bremen.
- Consentec & Frontier Economics (2019). Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, Consentec GmbH/Frontier Economics Ltd., Aachen/Köln, 05.07.2019.
- dena (2012). Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030. Dena Verteilnetzstudie, Regulatorisches Gutachten, Dezember 2012.
- Laffont, J-J & Martimort, D. (2002). *The Theory of Incentives: The Principal-Agent Model*, Princeton University Press, Princeton, N.J., USA.
- Laffont, J-J & Tirole, J. (1993). *A Theory of Incentives in Regulation and Procurement*, Cambridge, MA: MIT Press.
- Ofgem (2017). Guide to the RIIO-ED1 electricity distribution price control, Ofgem, London, 18.01.2017.
- Ofwat (2011). Capex bias in the water and sewerage sectors in England and Wales – substance, perception or myth? A discussion paper, Ofwat, Birmingham, Mai 2011.
- Oxera (2019). Smarter incentives for transmission system operators - Volumes 1 and 2. Report prepared for TenneT-TSO, 2018/2019. URL: <https://www.tennet.eu/e-insights/regulation-of-the-electricity-price/>