

Zur Weiterentwicklung der Kapitalkostenvergütung in der Anreizregulierung

Anreizregulierung; Kapitalkosten; Netto-RAB-Ansatz; Pauschalisierung; Stromnetzbetreiber; WACC-Ansatz

Die heutige Kapitalkostenermittlung im Rahmen der Netzentgeltverordnung gilt als investitionsunfreundlich, zeitaufwendig, intransparent und führt bei einigen Netzbetreibern zu systematischen Benachteiligungen. Als Lösung hierfür schlägt die Bundesnetzagentur Pauschalisierungen vor, wie bspw. bei der Bestimmung von Kapitalstrukturen oder der Verzinsungsbasis. In diesem Artikel werden die ökonomischen und regulatorischen Vorteile dieser und weiterer Pauschalisierungsansätze überprüft. Dafür erfolgt eine modellhafte Testung konkreter Anpassungs-szenarien anhand eines Musternetzbetreibers. Es zeigt sich, dass insbesondere die gleichzeitige Anwendung eines WACC-Ansatzes und Netto-RAB-Ansatzes mit vollständigem Übergang zur Realkapitalerhaltung eine ernstzunehmende Anpassungsoption darstellt.

1. Einführung

Das Umfeld der Energiewirtschaft befindet sich derzeit in einer Periode schneller und starker Veränderungen. Der zunehmende Trend der dezentralen Stromerzeugung sowie die Entwicklung neuer Technologien und Konzipierung von intelligenten Netzen („Smart Grids“) führen zu einem Wandel der Energiewirtschaft und der künftigen Interaktion mit dieser (Oxera 2018, S. 1). Stromnetzbetreiber sehen sich in diesem Kontext einem erheblichen Investitionsbedarf ausgesetzt. So wird in verschiedenen Netzausbauzenarien mit einem Leitungsausbaubedarf zwischen 130.000 und 280.000 km bis zum Jahr 2032 gerechnet (BMWi 2014, S. 39). Das erfolgreiche Gelingen dieser Investitionen stellt bezüglich der Ausbalancierung der kritischen Faktoren Preisgünstigkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit (sogenanntes Energiepolitisches Dreieck) eine Herausforderung dar (Becker 2018, S. 1; Oxera 2018, S. 1; Franz/Leibinger 2014, S. 1).

Im regulierten Bereich der Strom- und Gasnetzbetreiber soll die Bezahlbarkeit durch die 2009 eingeführte Anreizregulierung erreicht und gesichert werden. Ihr wesentliches Ziel ist es, durch die temporäre Entkopplung von zulässigen und tatsächlichen Erlösen, Anreize für Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen zu setzen. Senken Netzbetreiber ihre Kosten über ihre Effizienzvorgaben hinaus, so darf diese Differenz als zusätzlicher Gewinn einbehalten werden. Damit jedoch auch die Einbindung erneuerbarer Energien und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gelingt, sind auch potenziell kostensteigernde Investitionen der Netzbetreiber in ihre Netze notwendig (Brunekreeft/Meyer 2016, S. 1 f.; Brunekreeft/Meyer 2011, S. 2).

Im Kontext des Spannungsfeldes zwischen kostensenkenden Effizienzanreizen und kostenerhöhenden Investitionsanreizen stehen oftmals die Kapitalkosten im Fokus. Diese entstehen bei Netzbetreibern aufgrund des Kapitalbedarfs für Investitionsfinanzierungen. Sie fallen in Form von Abschreibungen und der Forderung von Kapitalgebern bzw. Investoren nach einer Kapitalverzinsung an (Kunow 2012, S. 6 f.; Knieps 2002, S. 9). Netzbetreiber konkurrieren bei der Beschaffung von Kapital sowohl mit Unternehmen aus Infrastruktursektoren als auch mit welchen, die in wettbewerblichen Märkten agieren. Ihnen fließt somit Kapital nur in ausreichendem Maße zu, wenn die erwartete Rendite für Investoren mit anderen Unternehmen ihrer Risikoklasse vergleichbar ist (KEMA 2016, S. 3). In diesem Zusammenhang ist die Ausgestaltung eines gerechten, zukunftsfähigen Systems der Kapitalkostenvergütung im Rahmen der Anreizregulierung entscheidend.

Die Bundesnetzagentur selbst erachtet die heutige Ermittlung der Kapitalkosten nach den Vorgaben der StromNEV als zeitlich sehr aufwendig, intransparent und dadurch wenig verlässlich bzw. planbar (Bundesnetzagentur 2015, S. 337). Dies ist besonders im Hinblick auf die Finanzierung von Investitionen problematisch, da Investoren international einfachere, kalkulierbare Standards gewohnt sind. Aufgrund des zur dritten Regulierungsperiode eingeführten Kapitalkostenabgleiches zur zeitnahen Berücksichtigung von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen werden die Prozesse noch komplexer und zeitlich schwerer zu beherrschen. Als möglicher Lösungsansatz für eine zukünftige Vereinfachung und Verbesserung des Systems werden daher Pauschalisierungen diskutiert. Diese könnten bspw. bei der Ermittlung der Kapitalstruktur oder Bestimmung der Verzinsungsbasis Anwendung finden (Frontier Economics 2018, S. 26 ff.; Bundesnetzagentur 2015, S. 337 ff.). Die Vorteilhaftigkeit solcher Weiterentwicklungsansätze werden derzeit diskutiert (siehe etwa Gutachten von Frontier Economics 2018). In diesem Artikel erfolgt eine Bewertung hinsichtlich der Schaffung eines einfacheren, gerechteren und damit zukunftsfähigeren Systems der Kapitalkostenvergütung. Dabei sollte es zu keiner Schlechter- oder Besserstellung der Netzbetreiber kommen, da einerseits ausreichend hohe Renditen für Investoren gewährleistet werden müssen und andererseits die Netzkunden nicht zusätzlich belastet werden sollen.

2. Probleme des heutigen Systems der Kapitalkostenvergütung

Bei der heutigen Praxis der Anreizregulierung erfolgt die Ermittlung der Kapitalkosten einerseits im Rahmen der Kostenprüfung, welche die individuelle Kostensituation der einzelnen Netzbetreiber erfasst. Darunter fällt seit der dritten Regulierungsperiode (2019–2023) auch ein Kapitalkostenabzug. Hierbei werden die sinkenden Kapitalkosten der Bestandsanlagen im Laufe der Regulierungsperiode berücksichtigt.

Der Abzug ergibt sich als Differenz der in der Kostenprüfung festgestellten Kapitalkosten des Basisjahres und der verbleibenden Kapitalkosten im jeweiligen Jahr der Regulierungsperiode (Bundesnetzagentur 2017). Zusätzlich existiert ein Kapitalkostenaufschlag (KKA), welcher Teil der Erlösobergrenzen-Formel ist. Dieser berücksichtigt jegliche aus betriebsnotwendigen Investitionen nach dem Basisjahr entstehenden Kapitalkosten und schlägt sie ohne Zeitverzug auf die Erlösobergrenze auf (Bundesnetzagentur 2017 a).

Die Ermittlung der Kapitalkosten erfolgt kalkulatorisch, wobei als Aufsatzpunkt die handelsrechtlichen Zahlen eines Netzbetreibers dienen. Bestandteile der kalkulatorischen Kapitalkosten sind die kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalzinsen, die kalkulatorischen Abschreibungen sowie die kalkulatorische Gewerbesteuer. Darüber hinaus bedarf es der Bestimmung einer kalkulatorischen Verzinsungsbasis (diese wird gemeinhin als RAB – Regulated Asset Base – bezeichnet) für die Ermittlung der kalkulatorischen Zinsen (Bundesnetzagentur 2017).

Bei der Novellierung der Anreizregulierung wurden hauptsächlich Problemfelder, die aus der ARegV resultieren, gelöst (z.B. das Zeitverzugsproblem bei der Verzinsung von Investitionen nach dem Basisjahr). Aus Branchensicht besteht darüber hinaus allerdings weiterer Reformbedarf im Regulierungsrahmen. Dieser ergibt sich zum einen aus der StromNEV in Form von betriebswirtschaftlichen Inkonsistenzen bei der Kapitalkostenkalkulation. Hierdurch kann es häufig zu einer Unterdeckung der Kapitalkosten und somit zu nicht optimalen Investitionsbedingungen aus Sicht der benachteiligten Netzbetreiber kommen (Schnabel/Haubold 2015, S. 72). Zum anderen existieren allgemeine bzw. praktische Probleme aus dem heutigen System der Kapitalkostenermittlung (Bundesnetzagentur 2015, S. 337). Der Reformbedarf ergibt sich im Wesentlichen anhand der folgenden Punkte:

Hoher zeitlicher Aufwand. Bei der Kostenprüfung im Basisjahr erfolgt die netzbetreiberindividuelle Prüfung und Ermittlung der Kapitalstruktur. Dazu gehören u.a. Prozesse wie

- die Prüfung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens,
- die Prüfung des Abzugskapitals und
- die Prüfung der Höhe sowie Kapitalmarktüblichkeit der Fremdkapitalzinsen,

die für jeden der weit über 800 Verteilnetzbetreiber in Deutschland durchgeführt werden müssen. Der zeitliche Aufwand gilt auf Seiten der Bundesnetzagentur als „kaum zu beherrschen“ (Bundesnetzagentur 2015, S. 337 f.). Durch den neu eingeführten Kapitalkostenaufschlag und den damit verbundenen jährlichen Ermittlungen der zusätzlichen Kapitalkosten erhöht sich der Prüfungsaufwand noch einmal deutlich.

Intransparenz und Unsicherheit für Investoren. Aufgrund der Komplexität bei der Bestimmung der Kapitalkostenvergütung (Bestimmung Verzinsungsbasis, Umbewertung des Anlagevermögens, Anwendung verschiedener Zinssätze usw.) kann das heutige System als durchaus intransparent bezeichnet werden. Diese Auffassung vertreten laut der Bundesnetzagentur auch Finanzierer und Investoren, welche sich bezüglich des Themas Kapitalverzinsung mehr Transparenz und Kalkulierbarkeit wünschen (Bundesnetzagentur 2015, S. 338). Diese sind Investoren im internationalen Vergleich (mit z. B. den Niederlanden, Österreich, Norwegen oder Großbritannien) gewöhnt, da dort im Bereich der Kapitalstruktur und Zinssätze ein transparenteres Vorgehen üblich ist und pauschalere (WACC-)Ansätze angewendet werden (E-Bridge Consulting 2014, S. 104 ff.).

Fehlende Anreize zur Optimierung der Kapitalstruktur. Die Kapitalkosten des bilanziell tatsächlich vorhandenen Fremdkapitalanteils werden bei Kapitalmarktüblichkeit der Fremdkapitalzinsen aufwandsgleich anerkannt (Bundesnetzagentur 2017). Dies führt dazu, dass für den Netzbetreiber ein geringer Anreiz existiert, sich zu möglichst niedrigen Fremdkapitalkosten zu finanzieren. Dadurch fehlt den Netzbetreibern wiederum der Anreiz für die Optimierung der gesamten Kapitalstruktur und der damit einhergehenden Minimierung der Gesamtkapitalkosten

(Beckers u. a. 2016, S. 9). Eine solche könnte langfristig zu einer Absenkung der Netzentgelte führen.

Gleichzeitig zeigen Erfahrungen aus der internationalen Regulierungspraxis, dass die Sicherstellung einer Balance von Anreizstrukturen zur Optimierung der Kapitalstruktur durch “financial engineering” der regulierten Unternehmen mit einer hohen finanziellen Komplexität verbunden ist (Ofwat 2018). Solange finanziell stabile Unternehmensstrukturen bestehen, kann deshalb auch die grundsätzliche Frage gestellt werden, inwieweit Vorgaben von Regulierungsbehörden bei der Entscheidungsfindung der Netzbetreiber bezüglich einer optimalen Kapitalstruktur sinnvoll erscheinen.

Unterschiedliche Verfahrensweisen bei KKA und Basisjahrkalkulation. Betriebsnotwendige Anlagegüter, in die nach einem Basisjahr investiert wird, werden während der Regulierungsperiode anders verzinst als Anlagen, die im Rahmen der Kostenprüfung erfasst werden. Hierbei erfolgt der Kapitalkostenaufschlag auf die Erlösobergrenze. Im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages werden Anlagegüter mit einem gewichteten Mittelwert aus kalkulatorischem Eigen- und Fremdkapitalzins verzinst, wobei der EK-Zins mit 40% und der FK-Zins mit 60% gewichtet wird. Als FK-Zins ist dabei der EK-II-Zinssatz anzusehen (Bundesnetzagentur 2017). Durch die Anwendung dieses pauschalen Mischzinssatzes im Gegensatz zur sonstigen Praxis der StromNEV ändert sich die Verzinsung einer Anlage über den Zeitverlauf. So wird eine Anlage, wenn die Investition nicht im Basisjahr erfolgt, so lange mit dem Mischzinssatz verzinst, bis eine Kostenprüfung stattfindet und die anschließende Regulierungsperiode beginnt. Ab da erfolgt dann je nach netzbetreiberspezifischer Kapitalstruktur eine Verzinsung zu den bekannten EK- und FK-Zinssätzen (Bundesnetzagentur 2015, S. 338 f.).

Durch die vorgeschaltete Anwendung des Mischzinssatzes ergeben sich für Netzbetreiber möglicherweise Anreize, Investitionen kurzfristig vollständig mit Fremdkapital zu finanzieren. Langfristige Anreize zur Optimierung der Kapitalstruktur bleiben allerdings aufgrund der weiter bestehenden Basisjahrkalkulation aus. Die Komplexität der Kapitalkostenermittlung wird durch die zwei unterschiedlichen Verfahrensweisen jedoch weiter erhöht.

Einseitige Kürzung des Umlaufvermögens. Bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (BnEK) sind sowohl das Umlaufvermögen, als auch das Abzugskapital von entscheidender Bedeutung. Das Umlaufvermögen fließt als Teil der Aktivseite in das betriebsnotwendige Vermögen ein. Hierbei wird es jedoch nach den Grundsätzen von § 7 Abs. 1 Nr. 4 StromNEV auf seine Betriebsnotwendigkeit überprüft und oftmals pauschal auf 1/12 der Netzkosten bzw. der Erlösobergrenze gekürzt. Ein höherer Ansatz ist nur bei individuellem Nachweis der Betriebsnotwendigkeit (z.B. beim Kassenbestand) durch Vorlage einer Cash-Flow-Rechnung möglich. Die korrespondierenden Passivpositionen des Abzugskapitals werden hingegen nicht einer solchen Prüfung unterzogen und fließen in der Regel in vollständiger bilanzieller Höhe in die Kalkulation ein. Durch dieses asymmetrische Vorgehen kommt es zu einer Kürzung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (siehe Abbildung 1). Letztlich kann dies zu einer Unterdeckung der Kapitalkosten führen (Herrmann/Wallmann 2015, S. 201 f.; Schnabel/Haubold 2015, S. 73 f.).

Abbildung 1: Effekt der UV-Kürzung auf das BnEK (Herrmann/Wallmann 2015, S. 202)

Berechnung nach § 7 NEV ohne UV-Kürzung		Berechnung nach § 7 NEV mit UV-Kürzung	
Aktiva	Passiva	Aktiva	Passiva
+ Anlagevermögen + ggf. Finanzanlagen	= BnEK	+ Anlagevermögen + ggf. Finanzanlagen	= BnEK
	- verz. Fremdkapital		Kürzung UV
	- Baukostenzuschüsse		- verz. Fremdkapital
			- Baukostenzuschüsse
+ Umlaufvermögen	- Rückstellungen - Unverzinsliche Verbindlichkeiten	+ Umlaufvermögen	- Rückstellungen - Unverzinsliche Verbindlichkeiten
= BnV		Kürzung UV	
		= BnV	

Generell ist in diesem Kontext der Begriff der Betriebsnotwendigkeit strittig. Als betriebsnotwendig ist dabei jeder Sachverhalt anzusehen, welcher dem Betriebszweck dient. Bei Netzbetreibern ist dies die Aufrechterhaltung des operativen Geschäfts in Form der Sicherstellung der leistungsgebundenen Versorgung ihrer Netzkunden. Betriebsnotwendig ist vorrangig also das Sachanlagevermögen, ohne das ein Netzbetrieb nicht möglich wäre. Zusätzlich sind alle finanziellen Mittel betriebsnotwendig, die der Finanzierung des Sachanlagevermögens dienen, wie bspw. Baukostenzuschüsse (BKZ) oder verzinsliches Fremdkapital. Weder das Umlaufvermögen noch die im Abzugskapital beinhaltenden Rückstellungen und unverzinslichen Verbindlichkeiten werden für die Finanzierung des Sachanlagevermögens benötigt. Dennoch sind beide Positionen für die Finanzierung und somit Aufrechterhaltung des operativen Netzbetriebs wichtig. Die Ungleichbehandlung der Beiden, in Form der einseitigen Kürzung des Umlaufvermögens aufgrund nicht gegebener Betriebsnotwendigkeit, ist daher möglicherweise nicht sachgemäß (Herrmann/Wallmann 2015, S. 201 f.).

Benachteiligung von Pachtmodellen. In der aktuellen Kalkulationsmethodik herrscht eine Ungleichbehandlung der Netzbetreiber in Abhängigkeit von der Wahl der Organisationsform vor. So werden Netzbetreiber, welche in Pachtmodellen organisiert sind oder ihre Leistung über Dienstleister abwickeln, gegenüber Netzbetreibern im sogenannten Eigentumsmodell benachteiligt (Schnabel/Haubold 2015, S. 75 f.). Dies gilt im Rahmen von Pachtmodellen vor allem für „schlanke“ Netzesellschaften, welche kaum bis gar kein Anlagevermögen und wenig Personal besitzen (Bundesnetzagentur 2011, S. 1). Mit § 4 Abs. 5 und Abs. 5 a StromNEV möchte der Gesetzgeber, durch eine Art Obergrenze für die verrechneten Kosten, verhindern, dass es aufgrund der Organisationsform zu erhöhten Netzentgelten kommt. Demnach können Kosten nur in der Höhe anerkannt werden, in der sie anfielen, wenn der Netzbetreiber in einem Eigentumsmodell organisiert wäre oder die netzbezogene Dienstleistung selbst erbrächte.

Bei der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung wirkt sich die Ungleichbehandlung in der Regel negativ aus. Aufgrund der separaten Betrachtung von Verpächter (Netzbetreiber) und Pächter (Netzbetreiber) bei der Berechnung kann der Netzbetreiber in der kalkulatorischen Bilanz im Extremfall, und entgegen der allgemeinen betriebswirtschaftlichen Logik,

ein negatives Eigenkapital aufweisen. Dazu kommt es, weil der Netzbetreiber im Pachtmodell („schlanke“ Netzgesellschaft) kein eigenes Anlagevermögen besitzt und die Aktivseite somit ausschließlich aus dem Umlaufvermögen besteht. Durch die Kürzung des Umlaufvermögens in Kombination mit der vollständigen Anerkennung der Passivseite kann es folglich zu einem Übergewicht der Passivseite kommen. Dieses kann in der von Bilanzierungsgrundsätzen abstrahierenden kalkulatorischen Rechnung nur mittels eines angenommenen negativen Eigenkapitals ausgeglichen werden (Romer 2016, S. 155 f.). Das Problem der Ungleichbehandlung und des negativen Eigenkapitals wird durch die Anwendung des Zinssatzes noch verstärkt. So wird bei der Verzinsung des negativen Eigenkapitals der Eigenkapitalzinssatz für Neu anlagen genutzt. Dieser ist weit höher als die Kombination aus Zinssätzen, welche für ein positives Eigenkapital herangezogen werden (Zinssatz für Alt- und Neu anlagen sowie EK-II-Zinssatz). Somit wird negatives Eigenkapital höher verzinst (Schnabel/Haubold 2015, S. 76).

Ein weiterer Nachteil des Pachtmodells besteht in der fehlenden Verrechnung einzelner sachlogisch zusammenhängender Positionen, welche entgegen dem Begehr zahlreicher betroffener Unternehmen durch die Rechtsprechung bestätigt wurde (OLG Düsseldorf v. 4. Juni 2018, VI-3 Kart 82/15 [V]). Besonders die mögliche sogenannte „Doppelbilanzierung“ der Baukostenzuschüsse (und Netzanschlusskostenbeiträge) gilt als problematisch. Diese werden von dem Pächter vereinnahmt und auf der Passivseite der Bilanz erfasst. Die Weiterleitung erfolgt i. d. R. durch die Pachtvorauszahlung, welche als aktiver Rechnungsabgrenzungsposten erfasst wird. Der Verpächter erhält die Baukostenzuschüsse und verbucht diese sowohl auf der Aktivseite als auch als passiven Rechnungsabgrenzungsposten in gleicher Höhe. Die bilanziellen Bestände der Baukostenzuschüsse werden bei Pächter und Verpächter als Abzugskapital behandelt, während der aktive Rechnungsabgrenzungsposten des Pächters nicht anerkannt wird. Dadurch kommt es zu einer zusätzlichen asymmetrischen Kürzung der kalkulatorischen Bilanz (PwC 2014, S. 55 f.).

3. Ansätze zur Weiterentwicklung

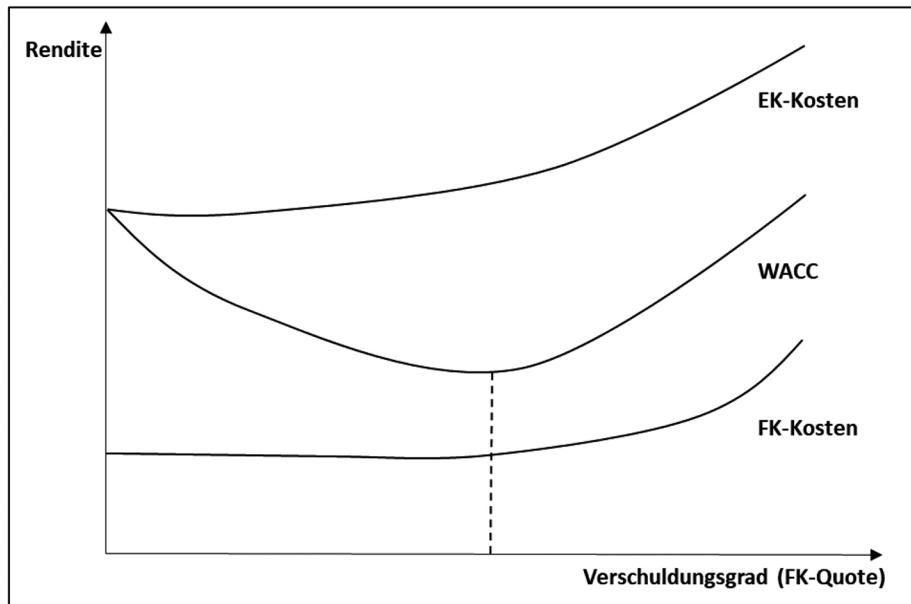
Um das heutige System der Kapitalkostenermittlung zu optimieren bzw. zu vereinfachen, wird von der Bundesnetzagentur eine Pauschalisierung der Kapitalkosten als geeignete Lösung diskutiert. Dabei sind die nachfolgend vorgestellten Ansätze, welche einzeln oder in Kombination einführbar sind, grundsätzlich denkbar (im Folgenden Bundesnetzagentur 2015, S. 337 ff.):

Unterstellung einer pauschalen Kapitalstruktur. Um eine pauschalisierte Kapitalkostenermittlung mit weniger Prüfungsaufwand für jeden einzelnen Netzbetreiber einzuführen, bedarf es der Festlegung einer pauschalen Kapitalstruktur. Das bedeutet, dass Netzbetreibern unabhängig von der tatsächlichen Kapitalstruktur ein festes Verhältnis von Eigen- und Fremdkapital vorgegeben wird. Dieses wäre jedoch ausschließlich kalkulatorisch, sodass jedes Unternehmen seine eigene Kapitalstruktur weiter individuell festlegen kann. Als fester kalkulatorischer Eigenkapitalanteil könnte der in § 7 StromNEV festgelegte maximale Anteil von 40% dienen. Dieser beschreibt im heutigen System lediglich eine Höchstgrenze für das Eigenkapital, welches mit dem Eigenkapitalzinssatz verzinst wird. Andernfalls könnte die Kapitalstruktur auch aus dem Vergleich der internationalen Regulierungspraxis vergleichbarer Netzsektoren oder der Bilanz

nichtfinanzierer Unternehmen gemäß den Statistiken der Deutschen Bundesbank, evtl. mit branchenspezifischer Anpassung, abgeleitet werden.

Die Netzbetreiber erhalten bei einer pauschalen Kapitalstruktur eine zusätzliche Möglichkeit zur unternehmerischen Optimierung. Dabei kann der Anreiz entstehen, sein tatsächliches Eigenkapital unter die vorgegebene Quote zu reduzieren und so eine vergleichsweise hohe Rendite auf ihr (unter die regulatorisch anerkannte Quote) gesenktes Eigenkapital zu generieren. Zu niedrige Eigenkapitalquoten können hierbei im Extremfall zu einem höheren Insolvenzrisiko führen. Als gegensätzlicher Effekt ist aber zu erwähnen, dass die Fremdkapitalkosten bei hohen Fremdkapitalquoten ansteigen können und so eine zu hohe Absenkung des Eigenkapitals für die Netzbetreiber nicht attraktiv ist (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2: EK-/FK-Zinssatz und WACC bei zunehmendem Verschuldungsgrad (NERA 2010, S. 67)



Pauschale Vergütung von Fremdkapitalkosten. Bei einer pauschalisierten Kapitalverzinsung kann die netzbetreiberindividuelle Prüfung und aufwandsgleiche Vergütung von Fremdkapitalkosten durch einen pauschalen Ansatz ersetzt werden. Dabei könnte die vom BDEW empfohlene Reihe der Anleihen von Unternehmen (Gesamtmarkt „Nicht MFI“) als Berechnungsgrundlage angewandt werden, da diese die Fremdkapital-Zinskonditionen der Netzbetreiber sachgerecht abbildet (BDEW 2019, S. 4). Hierdurch hätten Netzbetreiber den Anreiz, sich zu möglichst günstigen Fremdkapitalkosten zu finanzieren. Die marktüblichen Konditionen der Fremdkapitalfinanzierung der Vergangenheit müssten bei einer solchen Umstellung jedoch weiterhin berücksichtigt werden, da andernfalls viele Netzbetreiber ihre aktuell tatsächlichen Fremdkapitalkosten nicht refinanzieren könnten. Kombiniert man die Einführung einer pauschalen Kapi-

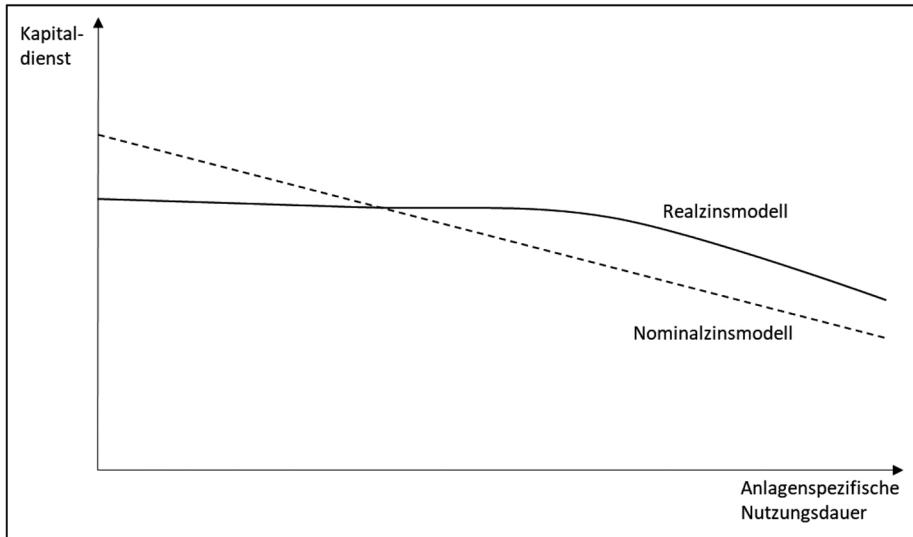
talstruktur mit der eines pauschalen Fremdkapitalzinssatzes, so kommt de facto ein pauschaler Mischzinssatz nach Vorbild des KKA-Zinssatzes zur Anwendung.

Pauschalisierte Bestimmung der Verzinsungsbasis. Bei der Bestimmung der Verzinsungsbasis können für kritische Aspekte wie das Umlaufvermögen oder das Abzugskapital pauschalere Bewertungsansätze zur Anwendung kommen. Die Anerkennung der Höhe des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens gilt bspw. als ein großer Diskussionspunkt zwischen Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur (etwa BGH v. 3. März 2009, EnVR 79/09). Durch eine pauschale Regelung für die Anerkennung kann hier somit eine Vereinfachung erzielt werden. Ein denkbarer Ansatz wäre die Gewährung eines Teils des jährlichen Umsatzes, so wie es bereits heute oftmals in der Praxis in Form von 1/12 der jährlichen Erlösobergrenze geschieht (Herrmann/Wallmann 2015, S. 200). Eine weitere Vereinfachung bei der Bestimmung der Verzinsungsbasis kann durch eine pauschale Bewertung des Abzugskapitals erzielt werden. So könnte, ähnlich wie bei der Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 ARegV, ein pauschaler Anteil von unverzinslichem Fremdkapital in Höhe von 25% bei der Ermittlung der Verzinsungsbasis oder bei der Berechnung eines Fremdkapitalzinssatzes berücksichtigt werden.

Als Alternative zur Pauschalisierung der einzelnen Bestandteile der Verzinsungsbasis kann auch ein Ansatz gewählt werden, der im Folgenden als RAB-Ansatz bezeichnet wird. Bei diesem wird vollständig von der Bilanz abstrahiert. Als Verzinsungsbasis dient dann ausschließlich das Sachanlagevermögen abzüglich der Baukostenzuschüsse. Somit werden weder Umlaufvermögen noch Abzugskapital berücksichtigt. Dadurch erfolgt einerseits die Verzinsung von unverzinslichem Fremdkapital, andererseits wird das Umlaufvermögen aber nicht verzinst. Der RAB-Ansatz zeichnet sich durch ein hohes Maß an Transparenz und Einfachheit aus.

Im Kontext einer pauschalisierten Verzinsungsbasis und insbesondere der Einführung eines RAB-Ansatzes wird auch über einen vollständigen Übergang von der Nettosubstanzerhaltung (Realzinsmodell) zum Prinzip der Realkapitalerhaltung (Nominalzinsmodell) diskutiert. Dadurch würde eine Unterscheidung zwischen Alt- und Neuanlagen entfallen, weil alle Anlagen zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bewertet werden würden. Darüber hinaus wird dann für die Verzinsung des Eigenkapitals nur noch der Nominalzinssatz benötigt, welcher heute bei Neuanlagen Anwendung findet. Allerdings kommt es bei einem abrupten Übergang zu einer Schlechterstellung der Netzbetreiber, weil der zeitliche Verlauf des Kapitaldienstes (hier Summe Abschreibungen und Kapitalverzinsung) bei den beiden Zinsmodellen unterschiedlich ist (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3: Beispielhafter Kapitaldienstverlauf von Nominal- und Realzinsmodell (Männel 2004, S. 74)



Der Kapitaldienst des Realzinsmodells ist im späteren Verlauf deutlich höher als beim Nominalzinsmodell, weshalb ein Übergang in das Nominalzinsmodell zu einer niedrigeren Rendite führen würde. Darum müsste der Barwert der Kapitalrückflüsse bei einer Umstellung denen einer Beibehaltung des heutigen Systems entsprechen. Dies gelingt annäherungsweise, wenn die auf 40% begrenzten tagesneuwertbasierten kalkulatorischen Restbuchwerte der Altanlagen zum Umstellungszeitpunkt als fiktive Restbuchwerte interpretiert und daraufhin über die Restnutzungsdauer nach dem Prinzip der Realkapitalerhaltung mit dem Nominalzins verzinst und abgeschrieben werden (Männel 2004, S. 73 ff.).

4. Modellberechnungen

4.1 Modellannahmen

Im Folgenden sollen die dargestellten Weiterentwicklungsoptionen beim System der Kapitalkostenvergütung konkretisiert und ihre Wirkung auf die aufgezeigten Probleme des aktuellen Systems modellartig getestet werden. Dazu werden zunächst einmal die relevanten Modellannahmen dargelegt. Hierzu zählen vor allem die Ausformulierung der Anpassungsszenarien sowie die Herleitung eines geeigneten Musternetzbetreibers. Die Szenarien stimmen hierbei bewusst nicht mit denen des *Frontier Economics*- Gutachtens überein (Frontier Economics 2018, S. 5).

Die in Abbildung 4 dargestellten Modellszenarien setzen sich aus der Kombination folgender Ausprägungsvarianten zusammen:

Zur Weiterentwicklung der Kapitalkostenvergütung in der Anreizregulierung

- *Status Quo*: Stellt sowohl für die Kapitalstruktur-/verzinsung als auch die Verzinsungsbasis die heutige Praxis der dritten Regulierungsperiode dar.
- *WACC*: Einführung einer standardisierten Kapitalstruktur und kalkulatorischer Zinssätze für Eigen- und Fremdkapital. Es gilt ein festes Verhältnis von 40% Eigenkapital zu 60% Fremdkapital. Als Fremdkapitalzinssatz wird aus Vereinfachungsgründen der EK-II-Zinssatz der dritten Regulierungsperiode verwendet.
- *RAB-Ansatz*: Einführung einer vollständigen Abstrahierung bei der Bestimmung der Verzinsungsbasis. Diese besteht ausschließlich aus dem Sachanlagevermögen abzüglich der Baukostenzuschüsse (Netto-RAB). Zusätzlich wird bei diesem Ansatz ein möglicher Übergang zur Realkapitalerhaltung getestet. Bei diesem kann es zu einem Ausgleich für die Entwertung von Altanlagen kommen, indem die aktuellen Tagesneuwerte der Altanlagen „eingefroren“ und nach dem Prinzip der Realkapitalerhaltung fortgeführt werden (Bundesnetzagentur 2015, S. 343).

Abbildung 4: Modellszenarien

		Verzinsungsbasis			
		Status Quo	RAB-Ansatz		
Kapitalstruktur & -verzinsung	Status Quo	Szenario 0	Szenario 2.1	Ohne Übergang zur RKE	
			Szenario 2.2	Mit Übergang zur RKE (ohne Ausgleich)	
			Szenario 2.3	Mit Übergang zur RKE (mit Ausgleich)	
	WACC	Szenario 1	Szenario 3.1	Ohne Übergang zur RKE	
			Szenario 3.2	Mit Übergang zur RKE (ohne Ausgleich)	
			Szenario 3.3	Mit Übergang zur RKE (mit Ausgleich)	

Der für die Modellberechnungen verwendete Musternetzbetreiber (siehe Tabelle 1) basiert auf einem von *Schnabel und Haubold* (2015) verwendeten Musternetzbetreiber und wird um weitere Annahmen ergänzt. Damit Themen wie die Benachteiligung von Pachtmodellen bei der Testung der Modellszenarien berücksichtigt werden können, soll der Musternetzbetreiber sowohl im Eigentumsmodell, als auch im Pachtmodell (mit „schlanker“ Netzesellschaft) aufgestellt werden. Bei dem Pachtmodell findet daher eine Unterscheidung in Pächter und Verpächter, sowie eine konsolidierte Betrachtung statt. Hierbei soll die Doppelbilanzierung der Baukostenzuschüsse aus Vereinfachungsgründen nicht berücksichtigt werden. Es wird vereinfachend angenommen, dass die Baukostenzuschüsse vom Pächter vereinnahmt und bilanziert werden und keine Durchleitung an den Verpächter erfolgt. Ferner wird unterstellt, dass die bei Pachtmodell-

len übliche getrennte Kostenprüfung für Pächter und Verpächter des Netzes auch in den Modellszenarien Anwendung findet. Aus den gewählten Prämissen resultiert damit auch in den Weiterentwicklungsoptionen ein negatives Eigenkapital aufgrund der BKZ-Bilanzierung, welches eine bewusst gewählte „Worst- Case“ Abbildung darstellt.

Tabelle 1: Musternetzbetreiber für Modellberechnungen

		Antrag Netzbetreiber	Genehmigung Rechtsrahmen / BNetzA			
			Eigenums- modell	Pachtmodell		
				Gesamt	Verpächter	Pächter
Erlösobergrenze	Jährlich	60	60	60	0	60
Aktiva						
Kalk. RBW SAV Altanlagen (AHK)		33,5	33,5	33,5	33,5	0,0
Kalk. RBW SAV Altanlagen (TNW)		43,5	43,5	43,5	43,5	0,0
Kalk. RBW SAV Altanlagen		37,5	36,9	37,5	37,5	0,0
Kalk. RBW SAV Neuanlagen		37,5	37,5	37,5	37,5	0,0
RAB		75,0	74,4	75,0	75,0	0,0
Umlaufvermögen zzgl. aktiver RAP		25,0	5,0	5,0	0,0	5,0
Weitere Aktiva		25,0	5,0	5,0	0,0	5,0
BnV		100,0	79,4	80,0	75,0	5,0
Passiva						
Verzinsliche Rückstellungen		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Unverzinsliche Verbindlichkeiten		-10,0	-10,0	-10,0	0,0	-10,0
Investitionszuschüsse/BKZ/NAKB		-15,0	-15,0	-15,0	0,0	-15,0
Abzugskapital		-25,0	-25,0	-25,0	0,0	-25,0
Verzinsliche Verbindlichkeiten		-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	0,0
BnEK		50	29,4	30	50	-20
EK-Quoten	EK-Quote § 6 StromNEV	40,0%	34,2%	34,2%	40,0%	-400,0%
	EK-Quote § 7 StromNEV	50,0%	37,0%	37,5%	66,7%	-400,0%

*Differenz aufgrund unterschiedlicher EK-Quoten

Darüber hinaus soll für den Status Quo zwischen dem Kapitalkostenantrag, bei welchem eine Kapitalkostenvergütung für das Umlaufvermögen und Abzugskapital nach den bilanziell vorhandenen Größen beantragt wird, und den genehmigten Kapitalkosten des Musternetzbetreibers unterschieden werden. Dadurch wird der Effekt aus der Kürzung des Umlaufvermögens aufgezeigt. Das Abzugskapital soll aus 60% BKZ und 40% sonstigen unverzinslichen Verbindlichkeiten bestehen. Weitere relevante Annahmen sind Folgende:

- Verhältnis Altanlagen / Neuanlagen beträgt 50:50
- Durchschnittliches Anlagenalter beträgt 18 Jahre
- Tagesneuwertfaktor beträgt 1,3
- Ist-FK-Zinssatz soll vereinfacht dem EK-II-Zinssatz entsprechen
- Restnutzungsdauer der Anlagen beträgt 20 Jahre

4.2 Modellergebnisse und Bewertung

In Tabelle 2 werden die Ergebnisse aller Szenarien zusammenfassend dargestellt. Die Spalten zeigen jeweils die Kapitalkostenvergütung der einzelnen Netzbetreibermodelle eines Szenarios sowie die Differenz zu der Kapitalkostenvergütung des Status Quo (Szenario 0).

Tabelle 2: Zusammenfassung der Ergebnisse aller Modellszenarien

	Genehmigung Rechtsrahmen / BNetzA						
	Eigentums- modell	Pachtmodell					
		Gesamt	Verpächter	Pächter			
Szenario 0	6,42		5,53		7,10		-1,57
Szenario 1	6,10	-0,32	6,07	0,54	7,03	-0,08	-0,96
Szenario 2.1	6,64	0,22	5,92	0,39	7,10	0,00	-1,18
Szenario 2.2	6,54	0,13	5,83	0,30	7,01	-0,10	-1,18
Szenario 2.3	6,87	0,45	6,15	0,62	7,33	0,23	-1,18
Szenario 3.1	6,37	-0,05	6,31	0,78	7,03	-0,08	-0,72
Szenario 3.2	6,22	-0,19	6,22	0,69	6,94	-0,16	-0,72
Szenario 3.3	6,62	0,20	6,62	1,09	7,33	0,23	-0,72
							0,86

Die Modellszenarien sollen danach bewertet werden, inwieweit sie zu einer Verbesserung bzw. Behebung der in Kapitel 2 dargestellten Probleme des heutigen Systems der Kapitalkostenvergütung (für den Musternetzbetreiber) führen. Insbesondere soll hier der Grad der Vereinfachung (bzw. Pauschalisierung) des Systems, die Behebung des Nachteils aus dem Pachtmodell, der Umgang mit dem Umlaufvermögen und die Anreizsetzung zur Optimierung der Kapitalstruktur im Fokus stehen. Gleichzeitig soll es zu keiner (erheblichen) Schlechterstellung oder Besserstellung des Netzbetreibers kommen. Als erhebliche Schlechter-/Besserstellung wird hier eine Abweichung größer 2% betrachtet. Bei den Szenarien mit vollständigem Übergang zur Realkapitalerhaltung sind jedoch höhere positive Abweichungen akzeptabel, da die Kapitalkosten in diesen Szenarien langfristig aufgrund des Nominalzinsmodell's stärker fallen werden (Männel 2004, S. 73 ff.). In Tabelle 3 werden die Modellszenarien nach den angegebenen Bewertungskriterien verglichen.

Tabelle 3: Vergleich der Modellszenarien nach Bewertungskriterien

	Szenario 1	Szenario 2.1	Szenario 2.2	Szenario 2.3	Szenario 3.1	Szenario 3.2	Szenario 3.3
Grad der Vereinfachung	Niedrig	Niedrig	Mittel	Mittel	Hoch	Sehr hoch	Sehr hoch
Behebung des Nachteiles aus dem Pachtmodell	Nahezu	Nein	Nein	Nein	Nahezu	Ja	Ja
Behebung Doppelbilanzierung BKZ	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Umgang mit Umlaufvermögen	Einseitige Kürzung möglich	Keine einseitige Kürzung					
Anreize zur Optimierung der Kapitalstruktur	Ja	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja
Schlechter-/Besserstellung des Netzbetreibers	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein

Die Szenarien 1 und 2.1 sind als nicht besonders vorteilhaft zu bewerten, während die Szenarien 3.1 und insbesondere 3.3 als eine signifikante Verbesserung zum Status Quo angesehen werden können. Das Szenario 3.3 ist dabei als einziges der Modellszenarien nach allen Bewertungskriterien als äußerst positiv einzuschätzen. Deshalb kommt aufgrund der Erkenntnisse dieser Modelltestungen die Einführung des WACC- Ansatzes, kombiniert mit dem RAB-Ansatz, als vorteilhafteste Anpassungsoption in Betracht. Bei einem gleichzeitig vollständigen Übergang zur Realkapitalerhaltung sollte ein Ausgleich für die Entwertung des Altanlagevermögens erfolgen.

5. Diskussion

Die getesteten Modellszenarien basieren auf einem plausibel und einfach gestalteten Musternetzbetreiber. Dieser kann die zahlreichen, sehr unterschiedlich aufgestellten Netzbetreiber in Deutschland selbstverständlich nicht repräsentativ abbilden. Darüber hinaus basieren die Ergebnisse der Testungen auf einer statischen Betrachtung eines Jahres. Vor der Einführung von Pauschalisierungen oder anderweitigen Anpassungen am System der Kapitalkostenvergütung sollten deshalb die Effekte auf die Netzbetreiber anhand ihrer tatsächlichen Kostenprüfungszahlen (wie etwa im *Frontier Economics*-Gutachten) überprüft werden.

Unabhängig von den Ergebnissen sind in der Zukunft bei einer Umstellung einige Probleme zu beachten. So werden bspw. in den Modellszenarien der Ist-FK-Zinssatz und der pauschale FK-Zinssatz im WACC in Höhe des EK-II-Zinssatzes angenommen. In der Praxis können die tatsächlich vorhandenen Fremdkapitalkosten einiger Netzbetreiber jedoch höher sein, besonders

durch ältere und langfristige Kreditaufnahmen der Vergangenheit. Diese Netzbetreiber könnten bei einer Umstellung auf den WACC-Ansatz die höheren Fremdkapitalkosten durch den pauschalen FK-Zinssatz nicht mehr refinanzieren. Deshalb sollte bei einer solchen Umstellung sichergestellt werden, dass kapitalmarktübliche Fremdkapitalkosten der Vergangenheit, welche über dem pauschalen FK-Zinssatz liegen, während einer Übergangsphase in der Kapitalkostenkalkulation berücksichtigt werden.

Durch die im WACC-Ansatz eingeführte, pauschale Kapitalstruktur soll eine Möglichkeit entstehen, dass sich Netzbetreiber bezüglich ihrer tatsächlichen Kapitalstruktur unternehmerisch optimieren können. Dies kann dazu führen, dass die Netzbetreiber ihre Eigenkapitalquoten stark senken (Leverage-Effekt). Dadurch kann sich wiederum ein erhöhtes Insolvenzrisiko ergeben. Lösungsansätze für diese Problematik werden bspw. in der britischen Wasserwirtschaft diskutiert, welche ebenfalls reguliert ist und den WACC-Ansatz verwendet. So sollen finanzielle Outperformance-Gewinne aufgrund hoher Fremdkapitalanteile möglicherweise anteilig an den Netzkunden weitergegeben und somit der Anreiz für eine hohe Fremdkapitalfinanzierung reduziert werden (Ofwat 2018 a, S. 3). Ein solcher Ansatz widerspricht zwar dem ursprünglichen Ziel der Bundesnetzagentur, da die Netzbetreiber hier für die Optimierung der Kapitalstruktur „bestraft“ werden. Dennoch zeigt es, dass eine solche Problematik entstehen kann, weshalb nach der Einführung eines WACC-Ansatzes die Entwicklung der Eigenkapitalquoten der Netzbetreiber beobachtet werden sollte. So sieht es auch die Bundesnetzagentur, welche bei einem tatsächlichen Auftreten stark sinkender Eigenkapitalquoten eine Mindesteigenkapitalquote als denkbare Lösung vorschlägt (Bundesnetzagentur 2015, S. 339).

Ein wichtiger Grundsatz, welcher bei einer Systemumstellung zu beachten ist, ist der des Vertrauensschutzes bezüglich des Rechtsrahmens im Kontext von Investitions- und Finanzierungsentscheidungen. So darf der Regulierer die Rechtslage nicht nach freiem Ermessen anpassen, wenn die vorherige Rechtslage wesentlich für Investitions- und Finanzierungsentscheidungen in der Vergangenheit war (Büdenbender/Pedell 2018, S. 87f.). Eine solche Problematik kann bspw. bei der Einführung des RAB-Ansatzes auftreten. Die Netzbetreiber haben ihre vergangenen Investitionsentscheidungen auf Basis des heutigen Rechtsrahmens getroffen. Bei diesem gelten bis zu 40% des betriebsnotwendigen Vermögens als betriebsnotwendiges Eigenkapital. Das BnV besteht dabei sowohl aus der RAB, als auch aus dem betriebsnotwendigen Umlaufvermögen. Bei dem RAB-Ansatz wird als Basis für die Anwendung der Eigenkapitalquote jedoch die RAB abzüglich der Baukostenzuschüsse (Netto-RAB) verwendet. Dadurch wird ein Teil des Investitionsvolumens, welches zuvor wie Eigenkapital/EK-II behandelt wurde, nun wie Fremdkapital verzinst. Diese Ungleichbehandlung verletzt damit den Vertrauensschutz bezüglich getätigter Investitionsentscheidungen. Bei der Einführung des RAB-Ansatzes sollte man daher möglicherweise eine Übergangslösung für vergangene Investitionen treffen, bspw. eine vorübergehend erhöhte EK-Quote. Dadurch könnten die zuvor als Eigenkapital verzinsten Investitionen weiterhin als solches verzinst werden. Dies würde jedoch die Komplexität des Ansatzes wieder erhöhen. Alternativ könnte auch die Anwendung eines Brutto-RAB-Ansatzes diskutiert werden. Bei diesem wird als Verzinsungsbasis eine Brutto-RAB verwendet, welche sich aus der RAB sowie dem betriebsnotwendigen Umlaufvermögen zusammensetzt. Diese wird mit einem WACC-Zinssatz verzinst, bei welchem neben einem EK- und FK-Zinssatz auch ein unverzinslicher Kapitalanteil in Höhe eines pauschalen Anteiles der Baukostenzuschüsse berück-

sichtigt wird (Netze BW 2014, S. 2). Dieser Ansatz könnte zukünftig ebenfalls auf seine Auswirkungen bezüglich einer Schlechter- oder Besserstellung der Netzbetreiber getestet werden. Eine weitere Verletzung des Vertrauenschutzes ergibt sich bei der Einführung einer pauschalen Kapitalstruktur aufgrund des damit einhergehenden Entfalls des EK-II- Anteiles. In der Vergangenheit erhielten Netzbetreiber für das die 40%-Quote übersteigende Eigenkapital die kalkulatorische Gewerbesteuer. Durch den Entfall des EK-II-Anteiles erhalten die Netzbetreiber nun für ihr 40% übersteigendes Eigenkapital keine kalkulatorische Gewerbesteuer mehr. Dieses Defizit sollte in einer Übergangsphase ausgeglichen werden, bspw. könnte ein Ansatz der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf einen Teil der FK-Verzinsung gewährt werden.

Bei der Einführung eines (Netto-)RAB-Ansatzes fließt vorhandenes Umlaufvermögen nicht in die Kapitalkostenkalkulation mit ein. Deshalb besteht für die Netzbetreiber möglicherweise ein geringerer Anreiz, Umlaufvermögen in angemessener Höhe als Liquiditätspuffer zu halten. Dadurch könnte es bei manchen Netzbetreibern in der Zukunft u. U. zu Liquiditätsproblemen kommen. Diese Problematik sollte bei einer solchen Umstellung durch die Bundesnetzagentur beobachtet werden. Kommt es zukünftig tatsächlich zu einem stark sinkenden Umlaufvermögen bei vielen Netzbetreibern, so könnte das Problem bspw. durch einen in die Netto-RAB einfließenden und somit mitverzinsten Liquiditätspuffer gelöst werden. Eine andere Möglichkeit wäre die Umstellung auf einen Brutto-RAB-Ansatz, bei welchem betriebsnotwendiges Umlaufvermögen in die Verzinsungsbasis miteinfließt.

Insgesamt wird deutlich, dass trotz zahlreicher Vorteile der getesteten Systemanpassungen auch einige Schwierigkeiten und (potenzielle) Probleme bei der Umstellung auf das neue System existieren. Diese könnten sich oftmals durch Kompromiss- oder Übergangslösungen beheben bzw. abschwächen lassen. Jedoch führen solche Übergangslösungen erneut zu einer steigenden Komplexität des neuen Systems. Dadurch erfolgt eine geringere Vereinfachung, welche eines der wesentlichen Ziele der Systemanpassungen ist. Darüber hinaus würde die Transparenz der Umstellung gemindert werden, was besonders bei Investoren für Unsicherheiten sorgen könnte.

6. Fazit

Damit in Deutschland der Wandel des Energiesektors gelingt, müssen neben der Bezahlbarkeit auch die Einbindung von erneuerbaren Energien und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gesichert werden. Dafür bedarf es im Bereich der Strom- und Gasnetzbetreiber eines zukunftsfähigen und investitionsfreundlichen Regulierungsrahmens. Für die Netzbetreiber ist eine angemessene Vergütung ihrer Kapitalkosten von entscheidender Bedeutung, damit einerseits ihre bereits getätigten Investitionen refinanziert werden können und andererseits die Kapitalbeschaffung für zukünftige Investitionen problemlos möglich ist.

Neben der Festlegung eines risikoadäquaten Eigenkapitalzinssatzes stellt die Systematik zur Herleitung der eigen- und fremdfinanzierten Vermögensbasis die zweite und in diesem Artikel schwerpunktmäßig untersuchte Komponente bei der Ermittlung der Kapitalkostenvergütung dar. Wie hier aufgezeigt wurde, ist das heutige System der Kapitalkostenvergütung aus mehreren Gründen, insbesondere der Komplexität und Intransparenz, verbesserungswürdig. Die hier getesteten und als vorteilhaft bewerteten Weiterentwicklungsszenarien führen sehr wahrschein-

lich zu einem einfacheren, transparenteren und damit zukunftsfähigeren System. Auch wenn es bei einer Umstellung zunächst einiger Kompromiss- und Übergangslösungen bedarf, so ist selbst eine solche Anpassung bereits als Verbesserung anzusehen. Besonders langfristig, d. h. nach Ablauf möglicher Übergangslösungen, kann das neue System der Kapitalkostenvergütung vorteilhaft wirken. Eine Weiterentwicklung des Systems nach Vorbild des getesteten WACC-/RAB-Ansatzes ist nach den vorgenommenen Modellberechnungen daher zu empfehlen.

An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass vor der Entscheidung über eine Systemanpassung weiterer Analysebedarf vorhanden ist. So sind weitere Anpassungsszenarien denkbar und zu überprüfen (bspw. Brutto-RAB-Ansatz). Auch muss über die konkrete Ausgestaltung von Detailaspekten, die in dieser Betrachtung vereinfacht angenommen wurden, entschieden werden. Des Weiteren braucht es eine belastbarere Analyse der Anpassungsszenarien mit tatsächlichen Unternehmenszahlen. Besonders wichtig ist jedoch eine dynamische Betrachtung der durch die Systemumstellung entstehenden Anpassungseffekte. Dies wird auch im Gutachten von *Frontier Economics* gefordert (Frontier Economics 2018, S. 62 f.). Sollten die Weiterentwicklungsoptionen in nachfolgenden Analysen ebenfalls als vorteilhaft bewertet werden, steht einer Anpassung des Systems der Kapitalkostenvergütung nichts mehr im Wege.

Abstract

Ivan Jurić; Development of capital cost calculation in the German regulatory system

capital costs; DSO's; generalizations; incentive regulation; RAB approach; WACC approach

To ensure sustainable infrastructure investments in the future, the German regulatory system needs to make adjustments to the method of calculating capital costs. Today's system is deemed to be very time-consuming and non-transparent and also leads to systematical and methodical disadvantages for a wide range of DSO's. The Federal Network Agency proposes to apply generalizations in the calculation of capital costs to resolve these issues. The main goal of this paper is to evaluate possible adjustments in terms of their economic and regulatory benefits. Therefore, possible adjustments will be combined to specific scenarios, which will be tested via an exemplary DSO. The results indicate, that a combined implementation of a WACC and RAB approach as well as a complete transition of the underlying inflation adjustment mechanism is the most appropriate of the tested scenarios.

Literaturverzeichnis

- BDEW (2019), Zukünftige EK-II-Verzinsung für Strom- und Gasnetze – BDEW- Empfehlung, Berlin.
- Becker, Nadja (2018), Qualitätscontrolling bei deutschen Verteilnetzbetreibern – Eine empirische Studie unter Berücksichtigung der Qualitätsregulierung, Hamburg.
- Beckers, Thorsten, Ann-Kathrin Lenz, Nils Bieschke, Johannes Heurich, Albert Hoffrichter und Anna Wallbrecht (2016), Bedeutung und Ermittlung von Kapitalkosten im Rahmen der Infrastrukturregulierung, Technische Universität Berlin.
- BMWi(2014), „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie), <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html> (Zugriff 18.6.2019).

- Brunekreeft, Gerd und Roland Meyer (2011), Netzinvestitionen im Strommarkt: Anreiz- oder Hemmniswirkungen der deutschen Anreizregulierung?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61. Jg., Heft 1/2, S. 2-5.
- Brunekreeft, Gerd und Roland Meyer (2016), Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen: Effizienz versus Investitionen, in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 17. Jg., Heft 2, S. 172-187.
- Bundesnetzagentur (2011), Leitfaden für Stromverteilnetzbetreiber „Große Netzgesellschaft“, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-/Geschaftszeichen-Datenbank/BK8-/GZ/2011/2011_0001bis0999/2011_001bis099/BK8-11-0024/BK8-11-024_Leitfaden_download.pdf?blob=publicactionFile&v=1 (Zugriff 11.10.2018).
- Bundesnetzagentur (2015), Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2017), Ermittlung der Netzkosten, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_I_institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html (Zugriff 18.6.2019).
- Bundesnetzagentur (2017a), Individuelle Erlösobergrenze, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_I_institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEG/IndividuelleEG_node.html (Zugriff 18.6.2019).
- Büdenbender, Ulrich und Burkhard Pedell (2018), Das nicht ganz sachgerecht gelöste Problem „Wegfall des Sokeleffekts in der Anreizregulierung für Netzentgelte“, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 68. Jg., Heft 10, S. 81-91.
- E-Bridge Consulting (2014), Internationale Regulierungssysteme – Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_I_institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_Vergleich_int_ARegSys.pdf?blob=publicationFile&v=1 (Zugriff 19.6.2019).
- Franz, Hermann und Berthold Leibinger (2014), Die Nachhaltigkeit der Energieversorgung als Element und Herausforderung der Zukunftsvorsorge, in: Zukunft der Energieversorgung, hrsg. von Innovationsbeirat der Landesregierung von Baden-Württemberg & Wissenschaftlich-Technische Beirat der Bayerischen Landesregierung, Berlin, S. 1-3.
- Frontier Economics (2018), Weiterentwicklung der Kapitalkostenvergütung für Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen – Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_I_institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/Gutachten/Kapitalkostenverguetung.pdf?blob=publicationFile&jsessionid=B3150362E72578F9F398AE7CCEFE519E (Zugriff 23.9.2019).
- Hermann, Linda und Udo Wallmann (2015), Nachweis Betriebsnotwendigkeit Umlaufvermögen – Teil 1: Aktuelle Regulierungspraxis, gesetzliche Vorgaben und aktuelle Rechtsprechung des BGH, in: Versorgungs Wirtschaft, 67. Jg., Heft 7, S. 200-203.
- KEMA (2016), Kurzgutachten im Verfahren zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze, Berlin.
- Knieps, Günter (2002), Entscheidungsorientierte Ermittlung der Kapitalkosten in liberalisierten Netzindustrien, Universität Freiburg.
- Kunow, Christian (2012), Ermittlung und Anwendung von Eigenkapitalkosten mit Hilfe der Kapitalkostenmodelle CAPM und APT, Norderstedt.
- Männel, Wolfgang (2004), Kalkulationsmethodik des künftigen stromverteilungsspezifischen Regulierungskonzeptes, in: Kalkulationsgrundlagen der Energieversorgung, hrsg. von Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V., Frankfurt a.M./Heidelberg.
- NERA (2010), Die Kapitalkosten deutscher Eisenbahninfrastrukturunternehmen – Gutachten im Auftrag von Deutsche Bahn AG, London.
- Netze BW (2014), Stellungnahme der Netze BW GmbH zu den Ergebnissen der Evaluierung der Anreizregulierung und dem Empfehlungen der Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_I_institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/4ter_Workshop/4_WS_Stellung_Netze_BW.pdf?blob=publicationFile&v=2 (Zugriff 27.6.2019).
- Ofwat (2018), PN 28/18 Ofwat announces changes to PR19 methodology, <https://www.ofwat.gov.uk/prn-28-18-ofwat-announces-changes-pr19-methodology/> (Zugriff 19.6.2019).
- Ofwat (2018 a), Letter to Secretary of State for Environment, Food and Rural Affairs, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700586/water-companies-letter-Ofwat-to-SOS-180409.PDF (Zugriff 27.6.2019).
- Oxera (2018), Creating a flexible framework for energy regulation, <https://www.oxera.com/publications/creating-a-flexible-framework-for-energy-regulation/> (Zugriff 18.6.2019).
- PwC (2014), Die Netzwerkpartner – Informationsveranstaltung Regulierungsoptimierte Bilanzierung & Finanzierung, Essen.
- Romer, Andrea (2016), Anreizsysteme für Investitionen während der Regulierungsperiode, Universität Hohenheim.
- Schnabel, Stefan und Sebastian Haubold (2015), Reformbedarf bei der Kapitalkostenkalkulation der Netzbetreiber, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65. Jg., Heft 6, S. 72-78.