

Univ.-Prof. Dr. Thomas Wein
Professor für Volkswirtschaftslehre
insbesondere Theorie der Wirtschaftspolitik
Leuphana Universität Lüneburg
Stellmacherstr. 5
21335 Lüneburg
04131/41364 bzw. 6772302
wein@leuphana.de

Gutachten

zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Gas- und Stromnetzbetreiber

anlässlich des Konsultationsverfahrens der BNetzA Juli 2021

im Auftrag von

LichtBlick SE, Hamburg,

und des Bundesverbandes Neue Energiewirtschaft (bne)

23. August 2021

0 Executive Summary

Die von der BNetzA im Juli 2021 vorgeschlagenen Werte der angemessenen Eigenkapitalverzinsung von 4,59 % für Neuanlagen und von 3,03 % für Altanlagen sollten die Obergrenze der Festsetzung sein. Bestehende Schätzinkonsistenzen sollten aus Gründen der Fairness (Doppelbelastung der Steuerbürger und Endkunden) unterbleiben. Würde man sich für die Marktrisikoprämie allein auf das geometrische Mittel beschränken und nur anreizregulierte Unternehmen des Auslands als strukturell vergleichbar ansehen, könnte die Eigenkapitalzinssatzobergrenze für Neuanlagen auf 3,79 % und für Altanlagen auf 2,23 % festgesetzt werden, was einer Minderung des zulässigen und erforderlichen Zinsniveaus um ca. 22 % entspricht. Bei durchschnittlichem Stromverbrauch eines Haushaltes würde die jährliche Stromrechnung um 4,03 € pro Jahr geringer ausfallen, hochgerechnet auf alle deutschen Haushalte wären dies 162,2 Mio. € an Entlastung, bezogen auf die fünfjährige Festlegungsperiode über 800 Mio. €.

Mit der Eigenkapitalzinsregulierung geht automatisch ein Anreiz einher, zu viel Eigenkapital einzusetzen. Der unstreitige Kapitalmehrbedarf des Netzausbaus im Zuge der Energiewende wird diesen Effekt noch verstärken. Die zulässigen Gewinne der Netzbetreiber steigen an, was ihre Attraktivität für potenzielle Investoren (noch) weiter ansteigen lässt. Nicht erkennbar ist, warum in einem internationalen, polypolistischen Markt für Kapitalanlagen der Gewinnanstieg nicht ausreichend sein sollte; eine risikogerechte regulatorische Eigenkapitalverzinsung muss deshalb nicht angepasst werden.

1 Problemstellung

Das vorliegende Gutachten bezieht sich auf die Beschlussentwürfe der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Strom- und Gasnetzbetreiber, die am 14.7.2021 von der BNetzA zur Konsultation in das Internet gestellt wurden (BNetzA 2021a, b). Die BNetzA rekurriert auf Gutachten von Frontier Economics/Zechner/Randl (2021) sowie Stehle/Betzer (2021), in welchen die methodischen Grundlagen, insbesondere die finanzmarkttheoretischen sowie die ökonometrischen Schätzungen dargelegt werden. Dieses Gutachten erfolgt im Auftrag von LichtBlick SE, Hamburg¹ und des Bundesverbandes Neue Energiewirtschaft (bne)².

Für die regulatorische Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung wendet die BNetzA einen kapitalmarkt-orientierten Ansatz in Form des Capital Asset Pricing Model (CAPM) an, woraus für die folgenden fünf Jahre einen Wert von 4,59 % für Neuanlagen und von 3,03 % für Altanlagen festgesetzt werden soll. Mit diesem Ansatz wird das zentrale Problem der letzten Festlegungsperiode beseitigt, da der Strukturbruch der Finanzmarktkrise mit nachlaufender geringer Verzinsung risikoloser Anlagealternativen nicht mehr in den Analysezeitraum 2011-2020 hineinragt. Diese Werte sieht die BNetzA als Mindestgrößen an; je nach den Argumenten im laufende Konsultationsverfahren könnten sich die Werte noch erhöhen, wenn man Schätzinkonsistenzen aufgrund von Laufzeitunterschiede, höheren Risiken bei Unternehmensanleihen und Service Flows/Convenience Yields berücksichtigt. Die im Umfeld der laufenden Konsultationsperiode geäußerten Befürchtungen zu geringer Verzinsung vor dem Hintergrund der Energiewende geht über die Anwendung des Kapitalmarktmodells hinaus, da der durch die Energiewende erforderlich werdende Netzausbau „außerordentlich“ hohe erlaubte Zinssätze erforderlich mache. Diese These bedarf einer gründlichen Analyse, wie eine regulatorische Festlegung des (Eigen-)Kapitalzinssatzes den (Eigen-)Kapitaleinsatz, das Gewinnniveau und damit letztendlich die Investorenattraktivität der (Strom-)Netzbetreiber beeinflusst. Ferner bestehen Kritikpunkte bei der Frage der geeigneten Referenzunternehmen für die Festlegungen der Marktrisikoprämie bzw. der unternehmensspezifischen Risikofaktoren und für die Frage der geeigneten Mittelwertbildungen.

Das Gutachten gliedert sich wie folgt. Mit Hilfe des zweiten Kapitels werden grundsätzlich die aus der Energiewende für den Netzausbau folgenden Fragen der ausreichend attraktiven Verzinsung für Eigenkapitalinvestoren untersucht. Im dritten Kapitel dieses Gutachtens werden die Eckpunkte der anvisierten Eigenkapitalzinssatzfestlegung durch die BNetzA, insbesondere die unveränderten methodischen Grundsätze, kurz zusammengefasst. In Kapitel 4 werden die wichtigsten methodischen Kritikpunkte am aktuellen Entscheidungsentwurf diskutiert, um auf Grundlage der – unvollständig – vorliegenden Daten quantitative Abschätzungen der richtigen, niedrigeren als den anvisierten Zinssätze vorzunehmen (Kapitel 5). Die wesentlichen Ergebnisse und seine regulierungspolitischen Schlussfolgerungen finden sich im sechsten und damit letzten Kapitel.

¹<https://www.lichtblick.de/mein-lichtblick>.

²<http://www.bne-online.de/>.

2 Regulierte Eigenkapitalverzinsung in Zeiten der Energiewende

Unbestreitbar führt die Energiewende zu neuen Herausforderungen für die Stromnetzbetreiber (BMW, 2021):

- Die Abkehr von der Kernenergie und der Kohleverstromung,
- die zunehmende Verwendung von erneuerbaren Energiequellen,
- der vorrangig im Norden, Osten und auf See erzeugte Windstrom, der zu den industriellen Abnehmern im Süden Deutschlands transportiert werden muss, die vormals schwerpunktmäßig durch Kernkraftwerke im Süden versorgt wurden.

Darüber hinaus wird durch die zunehmende Nutzung von Erneuerbaren Strom nicht nur wie bisher vom (Groß)Erzeuger über die Netze an die Endverbraucher gebracht, sondern Endverbraucher erzeugen auch selbst Strom, den sie in Netze einspeisen, um damit andere Verbraucher zu versorgen. Die Energiewende erzeugt damit einen Mehrbedarf an Netznutzung, der durch ehrgeizige Ausbau- und Neubaupläne befriedigt werden soll. Die Stromnetzbetreiber befürchten, dass eine zu geringe zulässige Eigenkapitalverzinsung ihre Attraktivität für Eigenkapitalgeber absenkt, so dass zu wenig Eigenkapital zur Verfügung stünde, um den Netzaus- und Netzneubau zu finanzieren. Die Tragfähigkeit dieser Befürchtung kann und muss grundsätzlich analysiert werden. Zunächst muss man auf den ökonomischen Zweck der Netzregulierung eingehen und dabei die Rolle der Regulierung der zulässigen Eigenkapitalverzinsung herausstellen. Eine Begrenzung der Kapitalverzinsung führt jedoch zu einem Anreiz auf der Netzbetreiberseite, die Verwendung des eingesetzten Kapitals über das optimale Ausmaß hinaus zu erhöhen, weil sich dadurch der absolute Gewinn steigern lässt. Dieser der Eigenkapitalverzinsung inhärente Fehlanreiz führt jedoch zu einem Verstärkungseffekt, wenn aufgrund der Energiewende der Kapitalbedarf für Stromnetze exogen ansteigt: Mehr Kapitaleinsatz steigert zusätzlich die Gewinne, ohne dass dies durch die Regulierung des Eigenkapitalzinssatzes begrenzt würde. Folglich bedarf es keiner Erhöhung des zulässigen, angemessenen Zinssatzes, um als Stromnetzbetreiber für Eigenkapitalgeber in Zeiten der Energiewende attraktiv zu bleiben.

Abbildung 1 stellt grafisch ein Strom- oder Gasnetz dar, das überwiegend langfristig sinkenden Durchschnittskosten (LDK) aufweist (vgl. zum folgenden Fritsch/Wein/Ewers, 2007, Kapitel 7 und 8). Sinkende Durchschnittskosten in diesen Bereichen beruhen vor allem auf Dichte- bzw. Bündelungsvorteile, da gesamtwirtschaftlich Ressourcen eingespart werden, wenn für den Transport und die Verteilung von Strom bzw. Gas eine Vielzahl von Nutzern mit einer Leitung/Pipeline/Trasse versorgt werden können anstatt durch Parallelnetze (Subadditivität der Kostenfunktion). Solange die Durchschnittskosten fallen, liegen zwingend die Grenzkosten unterhalb der Durchschnittskosten. Bei der hier unterstellten Nachfragekurve N , die die langfristige Grenzkostenkurve (LGK) in Punkt C schneidet, wäre die gesamtwirtschaftlich (first best) optimale Menge Q^{GK} , da jede größere Menge als Q^{GK} mit höheren zusätzlichen Kosten verbunden wäre als die zusätzlichen Nutzengewinne der Verbraucher, gemessen durch die Zahlungsbereitschaften entlang der Nachfragekurve ($LGK > N$); würde weniger als Q^{GK} bereitgestellt, überwiegen noch die zusätzlichen Nutzen die zusätzlichen Kosten, die Menge sollte ausgedehnt werden ($N > LGK$). Insofern stellten diese Netze Beispiele für natürliche Monopole dar: Nur ein Anbieter sollte die Leistung erbringen.

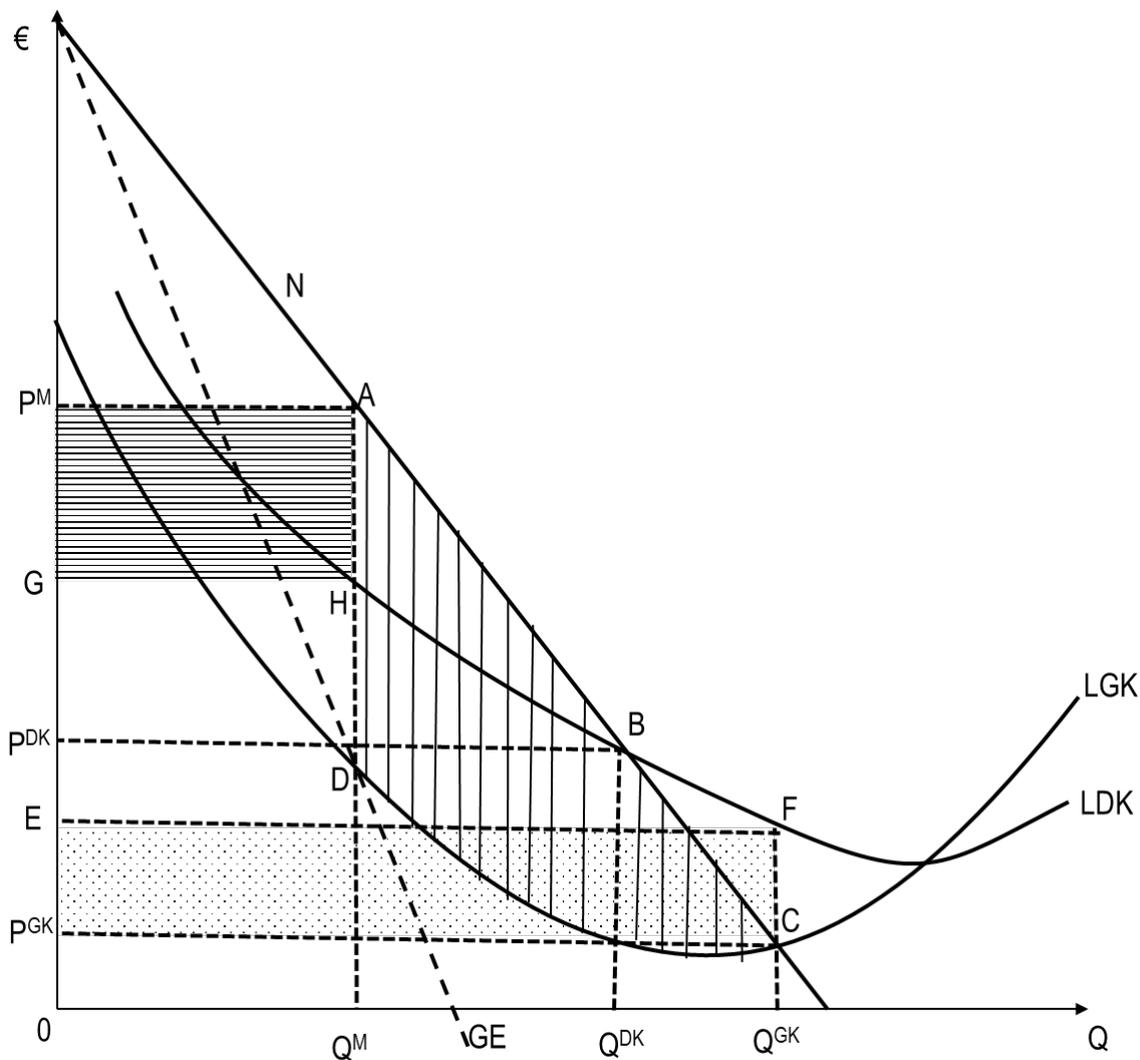


Abbildung 1: Strom- und Gasnetze als natürliche Monopole

Würde man einen Netzbetreiber zum First-Best-Optimum Q^{GK} verpflichten und ihm den zugehörigen Preis P^{GK} auferlegen, würde er ein Defizit entsprechend der gepunkteten Fläche erleiden: Bei dieser Menge fallen Gesamtkosten in Höhe von $EFQ^{GK}0$ an, die nur teilweise durch Umsätze in Höhe $P^{GK}CQ^{GK}0$ gedeckt werden. Lässt man stattdessen die Netzbetreiber unreguliert, können sie sich als „normale“ Monopolisten verhalten und ihre Grenzerlöse (GE) gleich den Grenzkosten setzen (Punkt D). Punkt D bzw. die gesetzte Menge Q^M ist für ihn gewinnmaximal, weil eine größere Menge als Q^M geringere zusätzliche Erlöse als zusätzliche Kosten ergibt ($GE < LGK$) bzw. weil bei einer geringeren Menge als Q^M die zusätzlichen Erlöse die zusätzlichen Kosten noch übersteigen würden ($GE > LGK$). Die gewinnmaximierenden Netzbetreiber würden aus dem Optimalpunkt D den Monopolpreis P^M ableiten und damit einen „Extragewinn“ entsprechend der waagrecht schraffierten Fläche „einstreichen“ (Umsätze P^MAQ^M0 – Kosten GHQ^M0). Volkswirtschaftlich wäre diese Form der unregulierten Preissetzung jedoch negativ, da nicht die optimale Menge Q^{GK} , sondern Q^M bereitgestellt würde. Die geringere Menge führt zu „Nachteilen“ bei den Nutzern (nicht entstehende Nutzen) in Höhe von $ACQ^{GK}Q^M$, die nur teilweise durch Kosteneinsparungen in Höhe von $DCQ^{GK}Q^M$ „aufgefangen“ werden; netto bleibt somit ein Wohlfahrtsverlust in Höhe von ACD . Grundsätzliche Lösungsoption für die Regulierung wäre daher, die Netzmonopolisten auf kostendeckende Preise in Höhe von P^{DK} zu verpflichten, die sich ergebende Menge Q^{DK} bliebe jedoch hinter der optimalen Menge Q^{GK} zurück.

Der Ansatz von Train (1991) eignet sich, um aufzuzeigen, wie sich das Verhalten eines (natürlichen) Monopolisten auf den Faktoreinsatz auswirkt. Unterstellt sei, dass Betreiber mit der (subadditiven) Produktionsfunktion $Q = f(K,L)$ Netze bereitstellen ($K =$ eingesetzte Menge an Kapital, $L =$ eingesetzte Menge an Arbeit). Der Gewinn π des (Einprodukt-)Netzbetreibers entspricht dann:

$$\pi = PQ - rK - wL,$$

also die Umsätze PQ minus den Ausgaben für den Kapitaleinsatz (rK , r =Kapitalnutzungspreis) minus den Ausgaben für Arbeit (wL , w =Lohnsatz). Schreibt man die Nachfragefunktion N als $P=gQ$ und ersetzt man für die Menge Q die Produktionsfunktion, ergibt sich die Gewinnfunktion:

$$\pi = g(f(K,L))f(K,L) - rK - wL.$$

Somit wird die Gewinnfunktion nur noch zu einer Funktion der eingesetzten Faktoreinsatzmengen K und L , was mit der Abbildung 2 dargestellt werden kann. Aus den Punkten D , A und E ergibt sich der „Gewinnberg“. Die Höhenlinien π^0 , π^2 , π^4 und π^6 beschreiben Kombinationen von Kapital und Arbeit, die zum gleichen Gewinnniveau führen, wobei der Gewinn entsprechend steigender Indizes umso höher ausfällt. Bei gegebener Produktions- und gegebener Nachfragefunktion sind alle Punkte auf der „profit hill“-Funktion (z.B. A und B) sowie unterhalb dieser Funktion (Punkt C) möglich. Punkt M mit dem Nullgewinnniveau jedoch wäre aufgrund der Beschränkungen der Produktionsfunktion nicht machbar. Analog zu Abbildung 1 bildet der Punkt A der gewinnmaximale Punkt des Monopolisten, woraus sich seine optimalen Einsatzmengen an Kapital und Arbeit, K^* und L^* , ergeben.

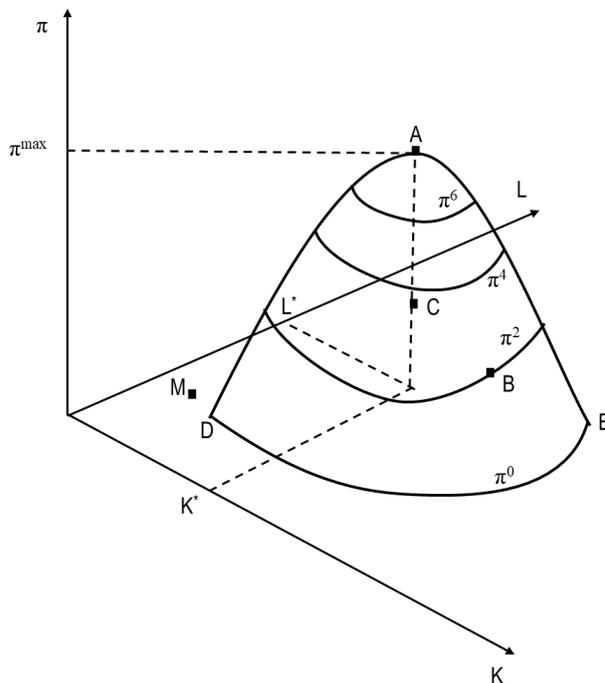


Abbildung 2: Optimale Faktoreinsatzmengen eines unregulierten Netzmonopolisten (in Anlehnung an Train, 1991, Figures 1.4 und 1.5)

Eine allgemeine Rentabilitätsregulierung des eingesetzten Kapitals (rate of return regulation; Train, 1991) sieht eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals mit der Rate f (in %) vor. Mathematisch entspricht dies, dass

$$f \geq \frac{PQ - wL}{K}$$

sein muss. Auf der rechten Seite der Gleichung steht also der (kurzfristige) Gewinn aus der Differenz von Umsatzerlösen abzüglich der Ausgaben für den Produktionsfaktor Arbeit im Zähler, durch die eingesetzte Kapitalmenge im Nenner. Zieht man auf beiden Seiten der obigen Gleichung den Kapitalnutzungspreis r ab, ergibt sich:

$$f - r \geq \frac{PQ - wL}{K} - r.$$

Einfache algebraische Umformung führt zu:

$$f - r \geq \frac{PQ - wL - rK}{K}.$$

Da ja die Differenz " $PQ - rK - wL$ " dem Gewinn π entspricht, kann man schreiben:

$$f - r \geq \frac{\pi}{K}.$$

Folglich gilt:

$$\pi \leq \frac{(f - r) \cdot K}{1}.$$

Würde man für f 10 % festlegen und der Kapitalnutzungspreis wäre 8 %, wäre ein Gewinn in Höhe von 2 Mio. € möglich, falls 100 Mio. als Kapital eingesetzt würde. Grafisch beschreibt dies Abbildung 3, in der die Beschränkungsebene OFGH eingezeichnet wurde. Würde nur Kapital eingesetzt, könnte sich der regulierte Netzmonopolist maximal entlang des Fahrstrahls OF bewegen. Je mehr Kapital er einsetzen würde, umso höher würde sein Gewinn ausfallen. Beispielsweise bei Einsatz von K^1 wäre maximal π^F zulässig. Alle Bewegungen in Richtung OH bzw. FG erfüllen die gleiche Beschränkung, ersetzen aber Kapital durch Arbeit. Punkte unterhalb der Beschränkungsebene OFGH wären regulatorisch möglich, „verschenken“ aber Gewinnpotential; alle Punkte oberhalb der Ebene sind nicht zulässig.

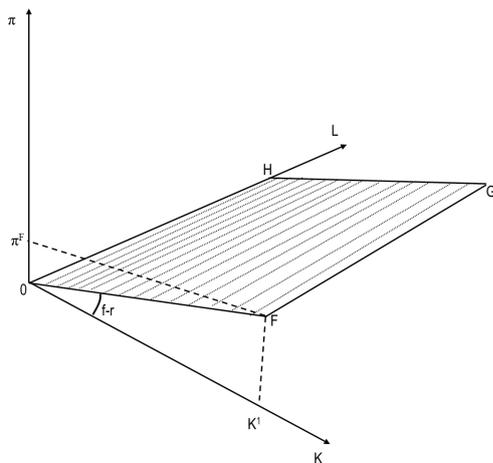


Abbildung 3: Allgemeine Rentabilitätsregulierung
(in Anlehnung an Train, 1991, S. 35)

Diese Regulierung der zulässigen Kapitalverzinsung bewirkt eine Verzerrung im Faktoreinsatz, worauf Averch/Johnson 1962 bereits hingewiesen haben (Abbildung 4). Da ja die gestrichelte Beschränkungsebene weiterhin gelten soll, würde ein gewinnmaximierender Netzbetreiber den Punkt B auf der höchst möglichen Gewinnlinie π^2 wählen. Er würde daher relativ wenig mehr Arbeit (L^B statt L^*) einsetzen, aber viel mehr Kapital, K^B statt K^* .

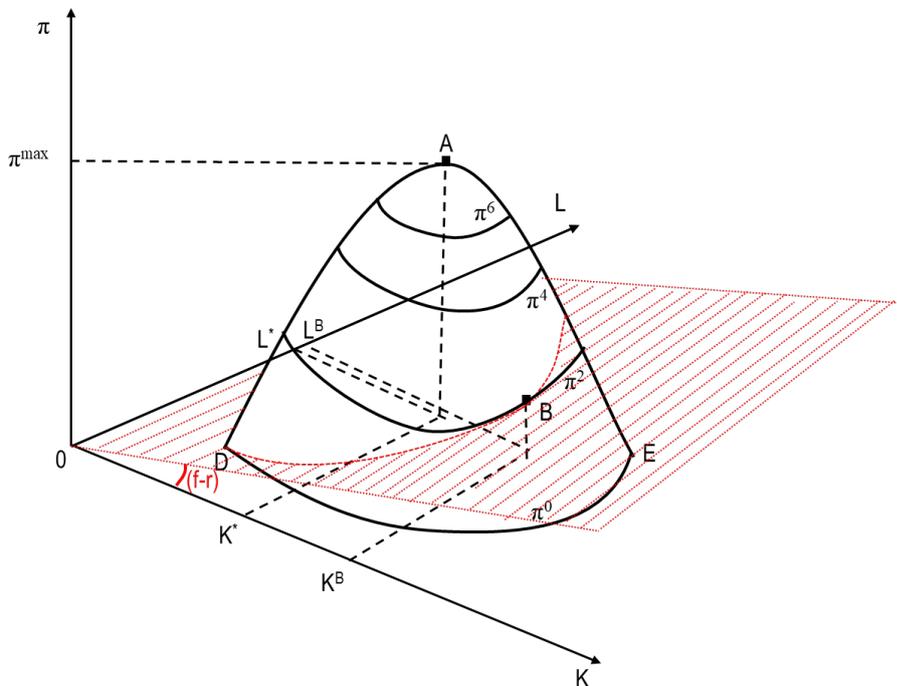


Abbildung 4: Averch-Johnson-Effekt (in Anlehnung an Train, 1991, S. 35)

Noch deutlicher wird der Verzerrungseffekt mit Abbildung 5, bei der ein gegebener Arbeitseinsatz \bar{L} unterstellt wird. Produktions- und Nachfragefunktion bilden die zweidimensionale Gewinnhügelfunktion, die durch die Parabel EABD abgebildet wird; die Rate-of-Return-Regulierungsebene wird durch den (zweidimensionalen) Fahrstuhl OB repräsentiert. Ohne Regulierung würden die Netzbetreiber nach A streben und deshalb K^A einsetzen. Bei der Regulierung der zulässigen Kapitalverzinsung gibt es einen Anreiz zur Überkapitalisierung ($K^B > K^A$). Mit K^B wird ein überhöhtes Gewinnniveau π^B ermöglicht, was höher ist als das von der Regulierung intendierte Niveau π^R .

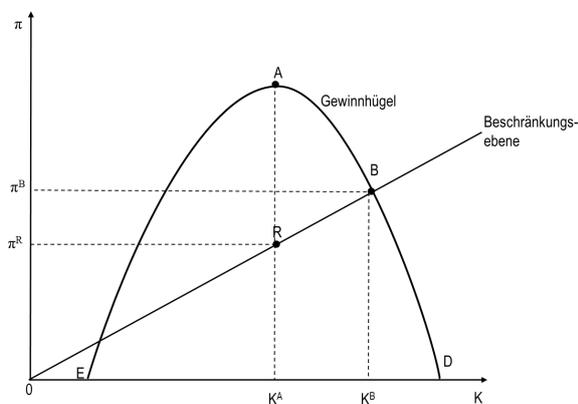


Abbildung 5: Überkapitalisierung und überhöhtes Gewinnniveau (in Anlehnung an Train, 1991, S. 39)

Unterscheidet man zwischen Fremdkapital FK mit dem vom Markt gegebenen Kapitalnutzungspreis r^{FK} und dem Einsatz des Eigenkapitals EK, welches sich zum Zinssatz r^{EK} verzinsen soll, so wäre das Ziel, eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals mit der Rate f^{EK} (in %) zu ermöglichen. Mathematisch entspricht dies, dass

$$f^{EK} \geq \frac{PQ - wL - r^{FK}FK}{EK}$$

sein muss. Auf der rechten Seite der Gleichung steht also die Differenz von Umsatzerlösen abzüglich der Ausgaben für den Produktionsfaktor Arbeit sowie für Fremdkapital, dividiert durch die eingesetzte Eigenkapitalmenge. Berücksichtigt man auf beiden Gleichungsseiten die übliche Verzinsung für Eigenkapital r^{EK} , ergibt sich folgende Gleichung:

$$f^{EK} - r^{EK} \geq \frac{PQ - wL - r^{FK}FK}{EK} - r^{EK},$$

was wiederum als

$$f^{EK} - r^{EK} \geq \frac{PQ - wL - r^{FK}FK - r^{EK}EK}{EK}$$

geschrieben werden kann. Da ja die Differenz im Zähler des Bruchstrichs ($PQ - wL - r^{FK}FK - r^{EK}EK$) mit dem Unternehmensgewinn π gleichgesetzt werden kann, ist:

$$f^{EK} - r^{EK} \geq \frac{\pi}{EK}.$$

Folglich gilt auch:

$$\pi \leq \frac{(f^{EK} - r^{EK})EK}{1}.$$

Die aus den Abbildungen 4 + 5 abgeleiteten Verzerrungseffekte beim Kapitaleinsatz gelten somit entsprechend. Einer Regulierung des Eigenkapitalzinssatzes unterliegender Netzbetreiber hat somit ebenfalls einen Anreiz, zu viel Eigenkapital einzusetzen, um seinen absoluten Gewinn zu steigern.

Neben dem durch die Regulierung des Eigenkapitalzinssatzes inhärenten Anreizes des überhöhten Eigenkapitaleinsatzes kann es zu einem „Sekundäreffekt“ kommen, wenn der Netzausbau die Gewinnhügel in Abbildung 2 höher und/oder breiter werden lässt. Beim Blick auf die Gewinnfunktion:

$$\pi = PQ - rK - wL$$

wird deutlich, dass insbesondere durch den Mehrbedarf an Netznutzung, also eine Steigerung von Q, der Gewinn π ansteigen könnte, zumindest wenn die damit induzierten Umsatzsteigerungen nicht durch Kostensteigerungen bei den Produktionsfaktoren „aufgefressen“ werden ($PQ > (rK - wL)$). Kommt es zu einer solchen „Streckung“ des Gewinnhügels, greift beispielsweise Abbildung 6. Es entsteht der neue Gewinnhügel E`A`B`D`. Bei gleichbleibenden Beschränkungsfahrstrahl OB bzw. OB`, wird der gewinnmaximierende Netzbetreiber unter Regulierung des Eigenkapitalzinssatzes die eingesetzte Eigenkapitalmenge auf EK^B steigern, statt nur – wie intendiert – EK^A zu realisieren. Der realisierte Gewinn steigt dann auf π^B . In der Summe erhöht sich der Gewinn noch einmal ($\pi^B - \pi^A$), neben dem originären Verzerrungseffekt der ursprünglichen Eigenkapitalverzinsungsregulierung ($\pi^B - \pi^A$).

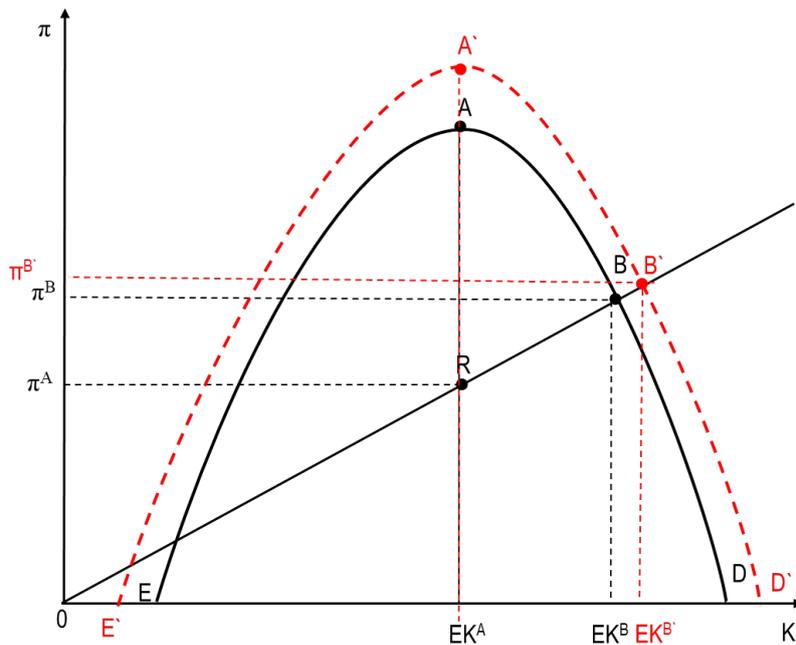


Abbildung 6: Netzausbau und Verzerrungseffekte

Möglicherweise wird der originäre Anzeizeffekt, EK^A durch EK^B zu ersetzen, durch die Regulierung begrenzt, da nach StromNEV und GasNEV das Eigenkapital nur bis zu einer Eigenkapitalquote von 40 % mit dem festzulegenden Zinssatz verzinst wird; überschüssiges Eigenkapital wird wie Fremdkapital behandelt (BNetzA, 2011, S. 13; BNetzA, 2016, S. 21; BNetzA, 2021, S. 35f.). Offen ist jedoch, ob diese Grenze überhaupt von den einzelnen Stromnetzbetreibern erreicht wird oder ob nicht die („willkürliche“) Grenze von 40 % bereits zu hoch ist. Letzteres würde bedeuten, dass die zu der in Abbildung 6 als regulatorisch optimal erachtete Kapitalmenge EK^A zu einer geringeren Eigenkapitalquote als 40 % führt. Der durch den Netzausbau induzierte „Sekundäreffekt“, EK^B statt EK^B zu realisieren, wird jedoch keinesfalls durch die Regulierung „ausgehebelt“, da ja durch den Netzausbau insgesamt mehr Kapital eingesetzt wird, so dass sehr wohl die Eigenkapitalquote gleichbleiben und trotzdem der Gewinn noch einmal um $(\pi^B - \pi^A)$ ansteigen kann.

Die grundsätzliche Betrachtung der regulatorischen Festlegung eines zulässigen, angemessenen Eigenkapitalzinssatzes zeigt, dass der aus der Energiewende folgende Netzaufbau zwar einen Mehreinsatz von (Eigen-)Kapital erfordern dürfte. Die Beschränkung des Eigenkapitalzinssatzes muss sich jedoch gar nicht auf die Attraktivität der Stromnetzbetreiber für (Eigen-)Kapitalinvestoren auswirken, da erstens diese Regulierung inhärent ein Anreiz zu einem Zuviel an (Eigen-)Kapital erzeugt, der zweitens durch den Netzausbau verstärkt wird; letzterer wird keinesfalls durch die festgelegte Eigenkapitalquote begrenzt. Beide Faktoren zusammen erhöhen das Gewinnpotential der Netzbetreiber. Steigendes Gewinnpotential ist der entscheidende Grund für die Bereitschaft, (Eigen-)Kapital bereitzustellen. Solange die im Folgenden zu diskutierende Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes hinreichend die Risiken der Netzbetreiber abbildet, sind keine Hindernisse zur Bereitstellung erkennbar. In einem weltweiten, eher polypolistischen Markt für Kapitalinvestoren gibt es weder eine Möglichkeit noch eine Notwendigkeit, als (Eigen-)Kapitalnachfrager durch individuelle, besondere Ertrags- bzw. Zinskonditionen Investoren anzuziehen.

3 Angewandte Methodik und Ergebnisse des Konsultationsentwurfs Juli 2021

Wie in den drei vorherigen Perioden interpretiert die BNetzA die rechtlichen Vorschriften dahingehend, dass ein Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen ökonomisch mit Hilfe eines CAPMs zu schätzen sei, wobei Kapitalmarktdaten nach Ertragssteuern verwendet werden sollen. Da im Rahmen der Netzentgeltregulierung kalkulatorische Abschreibungen berücksichtigt werden, werden allgemeine Preissteigerungseffekte der letzten Jahre „zu Lasten“ von Altanlagen regulatorisch in Abzug gebracht. Ertragssteuern, also die Steuerlast aus der Körperschaftssteuer sowie aus dem weiterhin für Körperschaften vorgesehenen Solidaritätszuschlag, sollen wie bisher die zulässige Eigenkapitalverzinsung erhöhen.

Der *festzulegende Eigenkapitalzinssatz nach Steuern für Neuanlagen* soll mindestens 4,59 % betragen, sich ergebend aus der regulatorischen Festlegung für die risikolosen Investitionsalternativen und eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse. Für die Festlegung der Verzinsung der risikolosen oder –schwachen Investitionsalternative berechnet die BNetzA 0,74 % aus dem Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten für die Jahre 2011 – 2020.³ Aus den Monatswerten werden ungewichtete Jahresdurchschnittswerte berechnet, auf das wiederum das ungewichtete arithmetische Mittel zur Berechnung der anzusetzenden risikolosen Verzinsung angewandt wird. Gas- und Stromnetz betriebsspezifische unternehmerischer Wagnisse sollen mit einem Zuschlag in Höhe von 3,0 % eingehen, wobei sich dies aus der Multiplikation der geschätzten Marktrisikoprämie in Höhe von 3,7 % und dem netzbetriebsspezifischen Risikofaktor in Höhe von 0,81 ergibt. Für die Bestimmung der Marktrisikoprämie will die zuständige Beschlusskammer Marktrisikoprämien über einen Zeitraum von 1900-2020 für 90 Länder zugrunde legen. Im Vergleich zu (risikolosen) mittelfristigen Staatsanleihen käme die Kammer bei Anwendung des arithmetischen Mittelwertes zu 4,3 % als Marktrisikoprämie und zu 3,1 % beim geometrischen Mittel. Ökonomisch führt die BNetzA (2021, S. 16) hierzu aus:

„Während das geometrische Mittel die Verzinsung eines theoretischen Portfolios, das über den gesamten Anlagezeitraum von mehreren Jahren gehalten wird, wider gibt, kann das arithmetische Mittel als die erwartete Verzinsung, die ein Investor bei der zufälligen Wahl einer genau einjährigen Investition erhalten würde, interpretiert werden. Das arithmetische Mittel beantwortet also die Frage: „Was würde ein Investor als Verzinsung erwarten, wenn der Zeitpunkt für sein Investment zufällig bestimmt und er die Investition auf den Tag genau ein Jahr halten und dann wieder veräußern wird?“

Die Kammer beabsichtigt – wie bisher – das arithmetische Mittel aus dem arithmetischen und geometrischen Mittelwert als Marktrisikoprämie zu verwenden, also die erwähnten 3,7 %. Für die Festlegung des netzbetriebsspezifischen Risikofaktors (β -Faktor) werden ausschließlich ausländische, (regulierte), auch jenseits des Euroraumes tätige Netzbetreiber (mindestens 75 % des Vergleichsunternehmens im Netzgeschäft aktiv) herangezogen, wenn sie börsennotiert sind (Datenverfügbarkeit gegeben) und ein hinreichend liquider Handel mit diesen Eigentumsanteilen besteht (< 1 % Unterschied bei der relativen Geld-Brief-Spanne); insofern will die BNetzA 11 reine Netzbetreiber aus Europa, Australien und den USA als Referenzunternehmen berücksichtigen. Allerdings werden nicht die unmittelbar mit der Methode der kleinsten Quadrate (OLS) geschätzten Daten verwendet, sondern es wird eine sogenannte Vasicek-Adjustierung durchgeführt. Je unsicherer der geschätzte Parameterwert für β in der OLS-Schätzung ist, gemessen durch den Standardfehler, umso weniger wird der Parameterwert als vom

³In die Umlaufrendite gehen festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten (Bankschuldverschreibungen wie Hypothekendarlehen, Öffentliche Pfandbriefe, Schuldverschreibungen von Spezialkreditinstituten und Sonstige Bankschuldverschreibungen), Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und Anleihen der öffentlichen Hand ein.

perfekt diversifizierten Risikofaktor (=1) abweichend unterstellt. Um unmittelbar vom Verschuldungsgrad ausgehende Eigenkapitalverzinsungseffekte (Hebel- oder Leverage-Effekte) „herauszurechnen“, werden darüber hinaus die unterschiedlichen Relationen zwischen Eigen- und Fremdkapital⁴ „eingebnet“ (1. Teil der „Modigliani-Miller-Anpassung“). Zeitlich gesehen werden zunächst die Werte für das Jahr 2020 herangezogen, die sich aus den unterjährigsten Tageswerten ergeben; ergänzend wird der Beobachtungszeitraum auf eine 3- bzw. 5-Jahresperiode ausgedehnt. Das arithmetische Mittel des Risikofaktors nach der 1-Jahresperiode beträgt gerundet 0,40, nach der 3-Jahresperiode gerundet 0,39 und nach der 5-Jahresperiode 0,39. Um die aktuelle 1-Jahresperiode stärker zu gewichten, beabsichtigt die Kammer – wie bisher –, aus dem Durchschnitt des Mittelwerts der 3- und der 5-Jahresperiode und dem aktuellen Wert einen unverschuldeten Risikofaktor in Höhe von 0,395 festzulegen.

Die BNetzA prüft mit Hilfe des Frontier Economics Gutachtens, ob die Renditen der untersuchten Netzbetreiber normalverteilt sind – wie vom CAPM unterstellt –, oder links/rechts schief verteilt (3. Moment der Verteilung) sind bzw. Ereignisse mit besonders großen Abweichungen zum Erwartungswert (Kurtosis, 4. Moment der Verteilung) häufiger auftreten. Ökonomisch geht es bei dieser sogenannten Koschiefe darum, dass Netzbetreiber von geschäftlichen Risiken wie z.B. Nachfrageeinbrüchen stärker oder schwächer betroffen sind als dies im Rahmen des Regulierungssystems (z.B. § 5 ARegV) abgebildet wird. Nach den ökonometrischen Untersuchungen von Frontier Economics/Zechner/Randl (2021, S. 53) gibt es signifikante negative Werte (Unterschätzung des unverschuldeten β s), signifikante positive Werte (Überschätzung) sowie insignifikante, d.h. wahrscheinlich nicht von Null verschiedenen Koeffizienten. Insofern sieht die BNetzA keine Notwendigkeit einer Korrektur der auch auf die Normalverteilungsannahme zurückgehenden Schätzergebnisse.

Entsprechend der Modigliani-Miller-Anpassung wird neben dem Hebel- bzw. Leverage-Effekt die durchschnittliche Steuersatzbelastung der Länder heraus gerechnet, um die unverschuldeten β s vergleichen zu können. Für die regulatorische Anwendung des β s soll dann die tatsächliche Eigenkapitalquote, unter Beachtung der regulatorischen Obergrenze von 40 %, die durchschnittliche Steuerbelastung wieder hinzugerechnet werden. Bei einer durchschnittlichen Unternehmenssteuerbelastung für KSt, SolZ und GewSt. von 29,93 % und der durchschnittlichen Eigenkapitalquote von 40 % ergibt sich damit ein regulatorischer β -Faktor von 0,81. Aus dem Produkt der geschätzten Marktrisikoprämie (3,7 %) und dem regulatorischen β -Faktor von 0,81 berechnet sich somit der Zuschlag zum Ausgleich von netzbetriebsspezifischen Wagnissen in Höhe von mindestens 3,0 % nach Steuern für Neuanlagen.

Die BNetzA behält sich vor, ihre Festlegungsvorschläge nach oben zu korrigieren, je nachdem, welche überzeugenden Argumente sich in den Stellungnahmen zur Konsultation zur folgenden offenen Frage ergeben: Wie geht man mit Inkonsistenzen der Schätzung des risikolosen Zinssatzes auf der eine Seite und der Marktrisikoprämie um? Frontier Economics/Zechner/Randl (2021, S. 64) sieht diese Inkonsistenz, wenn einerseits kurzfristige Staatsanleihen für die Marktrisikoprämie verwendet und andererseits für den Basiszinssatz der Bonds langfristige Staatsanleihen einbezogen werden. Ökonomisch schlägt sich diese Debatte gegenwärtig darin nieder, dass a) die verwendeten Anleiheindizes mit 10jähriger Laufzeit für 2011 – 2020 eine durchschnittliche Rendite von 0,84 % anzeigen, aber b) die durchschnittliche Umlaufrendite der risikolosen Anlage im gleichen Zeitraum sich nur auf 0,74 % belief (-0,1 Prozentpunkte). Als Ursache für diese Diskrepanz wird gesehen, dass in a) kürzere Laufzeiten und riskantere Unternehmensanleihen eingehen. Ferner kommt es gerade für deutsche Staatsanleihen zu

⁴In der ersten Runde der Umrechnung (Berechnung der „verschuldeten“ β s) wird die regulatorisch vorgegebene maximale Eigenkapitalquote von 40 % zugrunde gelegt (Frontier Economics 2016, S. 31).

den Vorteilen, dass sie Zahlungsmittelfunktionen übernehmen können oder als Sicherheitsleistung zur Verfügung stehen (Service Flows oder Convenience Yields). Nach den Schätzungen von Frontier Economics/Zechner/Randl (2021, S. 64) beläuft sich dieser Unterschied bis zu 0,15 Prozentpunkte.

Hinsichtlich der Berücksichtigung von Steuern führt die Bundesnetzagentur aus (BNetzA, 2021a, S. 39):

„Durch die in der Verordnung geregelte Ansetzbarkeit von kalkulatorischen Steuern sind diese im Wege eines Steuerfaktors zu berücksichtigen. Innerhalb der Steuerkaskade ist zuletzt sicher zu stellen, dass der Steuerfaktor es den Netzbetreibern ermöglicht, natürlichen Personen die gleiche Rendite in Aussicht zu stellen wie der Kapitalmarkt. Wenn auch faktisch nur Kapitalgesellschaften derzeit überwiegend Eigentümer von Netzbetreiber- gesellschaften sind, stehen auch hinter diesen Investitionskalkülen natürlicher Personen. Aus dieser Sichtweise her- aus ergibt sich, dass die Umlaufrendite einen Wert nach Steuern darstellt.“

Insofern beabsichtigt die auf die zulässige Eigenkapitalverzinsung für die Körperschaftssteuerbelastung mit dem Faktor 1,226 aufzuschlagen.

Die BNetzA prüft auch im Rahmen einer qualitativen Analyse, ob die Strom- und Gasnetzbetreiber netzbetriebsspezifischen unternehmerischen Wagnissen unterliegen, die durch den kapitalmarktthe- oretischen Ansatz nicht erfasst werden. Auch prüft sie, ob Unterschiede zwischen Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber bestehen. Aus beiden Punkten heraus sieht sie keinen Korrekturbedarf. Sie sieht auch keine Entwicklung am Kapitalmarkt heraufziehen, die eine Änderung des Regulierungsregimes erforderlich machen könnte; auch kann sie keine Anzeichen für die Eigenkapitalknappheit bei den Netzbetreibern erkennen. Falls sich jedoch wider Erwarten die Kapitalmarktdaten verändern, wäre auch rechtlich kurzfristig eine Anpassung der Eigenkapitalzinsfestsetzung denkbar.

Zusammenfassend ergibt sich damit für Neuanlagen eine zulässige Eigenkapitalverzinsung von 4,59 %. Bei Altanlagen würde entsprechend der gültigen Verordnungen die durchschnittliche Änderungsrate des Verbraucherpreisindex für die Jahre 2011 bis 2020 in Höhe von 1,27 % abgezogen; insofern dürf- ten für Altanlagen „nur“ ein Eigenkapitalzinssatz von 3,03 % angesetzt werden.

4 Methodische Kritikpunkte am aktuellen Konsultationsentwurf

Tabelle 1 fasst noch einmal die Festlegungsentscheidung der BNetzA zur Eigenkapitalverzinsung zu- sammen, die auf der Grundlage von CAPM getroffen wurden bzw. werden. Es ist deutlich zu erken-

Tabelle 1: CAPM-Ergebnisse der Festlegungsperioden

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
		Risikoloser Zinssatz	Risikozuschlag			CAPM-Wert
			Markt- risiko- prämie	β-Faktor	Produkt (4)*(5)	(3)+(6)
Festlegung BNetzA	7.7.2008	4,23	4,55	0,79	3,59	7,82
	31.10.2011	3,80	4,40	0,66	2,90	6,70
	5.10.2016	2,49	3,80	0,83	3,15	5,64
	Vorschlag 14.7.2021	0,74	mind. 3,70	0,81	mind. 3,00	mind. 3,74

Quellen: BNetzA, 2008, 2011, 2016 und 2021.

nen, dass sich der risikolose Zinssatz gegen Null bewegt. Insofern wird der Strukturbruch nach der Finanzmarkt- bzw. der Eurokrise mit dem sich ergebenden Nullzinsumfeld regulatorisch nachvollzogen, allerdings mit erheblicher Verzögerung. Die Marktrisikoprämie ist ebenfalls rückläufig, der β -Faktor verharrt relativ stabil auf dem Niveau von rund 0,8. Regulierungsökonomisch gesehen scheint sich ein bewährtes Instrument herausgebildet zu haben. Sollte es jedoch zu neuen finanzmarktrelevanten Strukturbrüchen kommen, müsste insbesondere der risikolose Zinssatz stärker auf die aktuellen Werte angepasst werden.

Die von Frontier Economics/Zechner/Randl (2021) und BNetzA (2021) aufgeworfenen Verzerrungseffekte aufgrund unterschiedlicher Laufzeiten/Kreditrisiken bzw. die Frage der Convenience Yields sind vermutlich ökonomisch nicht abschließend beantwortbar. Betrachtet man diese Punkte, insbesondere die Möglichkeit des deutschen Staates, sich zu sehr niedrigen Zinssätzen zu verschulden, aus der Sichtweise eines allgemeinen ökonomischen Gleichgewichtsansatzes, ergibt sich ein gänzlich anderer Blickwinkel: Die Fähigkeit, sich zu Zinssätzen nahe Null zu verschulden, wird durch eine solide Steuerpolitik und konsequente Ausgabendisziplin „erkauft“. Die Steuerzahler zahlen deshalb tendenziell höhere Steuern, und die Bürger verzichten auf die Bereitstellung öffentlicher Güter. Steuerzahler/Bürger sind weitgehend personen-identisch zu den Zahlern der Netznutzungsentgelte. Insofern sprechen Gründe der Fairness stark dafür, hier grundsätzlich auf eine methodisch kaum fundierbare Anpassung zu verzichten.

Die *Bestimmung des β -Faktors* für die deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber setzt grundsätzlich voraus, dass die im Vergleich herangezogenen Netzbetreiber unter Wettbewerb stehen. In keinem vergleichbaren Land zu Deutschland sind Netzbetreiber unreguliert, folglich können nur regulierte Unternehmen verwendet werden; je eher die Regulierung die Bedingungen des fehlenden Wettbewerbs nachbilden kann, umso besser.

Tabelle 2 zeigt die in die vorgesehene Regulierungsentscheidung eingehenden Netzbetreiber. Eine strengere Regulierung wird üblicherweise in der Regulierungsökonomik der Anreizregulierung im Vergleich zur kostenbasierten Regulierung unterstellt (Borrmann/Finsinger 1999). Insofern würde man in der Anreizregulierung geringere Erträge bei gleichen β s erwarten. Je höher der Anteil des Netzgeschäftes, umso weniger Risiken unterliegen die regulierten Unternehmen. Im Sinne von Robustheitschecks wäre daher überprüfbar, ob die ermittelten β s geringer ausfallen, falls man sich allein auf anreizregulierte Unternehmen beschränkt oder für geringere Netzbetreiberanteile kontrolliert. Da insgesamt nur 11 Netzbetreiber einbezogen, sind hier ökonomische Grenzen erreicht. Schließt man allerdings den einzigen amerikanischen Netzbetreiber, der einer kostenorientierten Regulierung unterliegt, aus, so sinkt der Roh- β -Wert auf 0,37; leider kann aufgrund fehlender Angaben im Frontier Economics-Gutachten hierfür kein „gleitender“ Jahresdurchschnitt berechnet werden. In Kapitel 5 wird in einer Simulationsrechnung der Effekt der Anreizregulierung in seiner Wirkung auf den regulatorischen Eigenkapitalzins abgeschätzt.

Tabelle 2: Zum Vergleich herangezogene Netzbetreiber und adjustierte Roh-Betas

				Asset-Betas nach Vasicek/Modigliani-Miller nach		
Referenzunternehmen		Netzanteil ⁵ in %	Regulierung ⁶	1 Jahres- Periode	3-Jahres- Periode	5-Jahres- Periode
National Grid	Großbritannien	95	Anreiz	0,40	Nicht sicher ablesbar	
Red Electrica	Spanien	100		0,33		
Enagas		95		0,43		
Redes Energeticas Nacionais	Portugal	100		0,20		
Terna	Italien	93		0,46		
Snam		81		0,50		
Elia	Belgien	77		0,34		
TC Pipelines	USA	78	Kostenorientiert	0,57		
Spark Infrastructure	Australien	100	Anreiz	0,39		
Ausnet Services		98		0,21		
APA Group		86		0,43		
Frontier Economics/Zechner/Randl 2021				0,40	0,39	0,39
BNetzA: Festgesetzt als gewichteter Durchschnitt				0,395		
<i>Eigene Berechnung</i>						
Nur Anreizregulierung				0,37		

Quelle: Frontier Economics/Zechner/Randl 2021, S. 49 + 52.

Der Grundgedanke der kapitalmarkttheoretischen Fundierung ist, dass Investoren die *Vorteile der Risikostreuung voll umfänglich* ausnutzen. Dies impliziert auch, dass aus der Sicht der Investoren alle verfügbaren räumlichen und zeitlichen Anlagealternativen in den Blick kommen. Insofern ist die Erweiterung des DMS-Datensatzes auf 90 Länder und auf die Jahre von 1900-2020 uneingeschränkt zu begrüßen. Die zeitliche Risikostreuung macht es auch plausibel, Investments in Unternehmen als langfristige Anlagestrategien anzusehen, um somit im Zeitverlauf sich gegenseitig ausgleichende Schwankungen auszugleichen. Zu Recht schreibt die BNetzA (2021, S. 16) dem geometrischen Mittel die Eigenschaft zu, den langen zeitlichen Unternehmenserfolg am besten abzubilden. Insofern sollte die BNetzA die bisherige Praxis der Mittelwertbildung aus arithmetischen/geometrischen Mittel aufgeben und stattdessen sich ausschließlich auf das geometrische Mittel verlassen; die Marktrisikoprämie müsste daher mit 3,10 festgelegt werden. In Kapitel 5 wird gezeigt, welche Konsequenzen dies für die Festsetzung der Eigenkapitalzinssätze hätte.

Um bei der CAPM-Schätzung die Wirkung unterschiedlicher (*Ertrags-*)*Steuersysteme* auf die am Markt realisierten Erträge abzuschätzen, sind sicherlich diese Faktoren in der Schätzung zu kontrollieren. Genau dies berücksichtigt die Modigliani-Miller-Anpassung in seiner zweiten Komponente, indem sie durchschnittlichen Ertragssteuerbelastungen zunächst „herausrechnet“ und dann bei der Übertragung auf deutsche Netzbetreiber wiederum mit der deutschen durchschnittlichen Steuerbelastung „rückbelastet“. BNetzA bzw. Frontier Economics ist sicherlich zuzustimmen, dass die Berücksichtigung einer

⁵ Fortgeschrieben wie Frontier Economics 2016.

⁶ Fortgeschrieben wie Frontier Economics 2016.

unternehmensindividuellen Steuerbelastung ökonomisch nicht möglich ist. In der short list der ausgewählten Netzbetreiber (Frontier Economics/Zechner/Randl, 2021, S. 49) wird jedoch TC Pipelines aufgenommen. Diese Gesellschaft firmiert jedoch als Master Limited Partnerships und unterliegt damit keiner Ertragssteuerbelastung. Bei den drei australischen Netzbetreibern wird eine teilweise Stundung der Steuern (tax deferral) gewährt, d.h. die Steuerbelastungen fallen faktisch nicht in voller Höhe an. Die Regulierungsbehörde sollte die nicht-anfallenden Steuerbelastungen in geeigneter Weise berücksichtigen.

5 Alternative Berechnung der regulierten Eigenkapitalzinssätze

Tabelle 3 fasst einerseits die von der BNetzA vorgesehenen regulatorischen Festsetzungen für die vierte Regulierungsperiode bezüglich risikolosem Zinssatz, Marktrisikoprämie und β -Faktor zusammen und zeigt dann die daraus ermittelten Festlegungsvorschläge bezüglich Neu- und Altanlagen, inklusive der Setzungen bezüglich Anpassungs- und Gewichtungungsverfahren, Mittelwertbildung, Ertragssteuerberechnungen und Herabsetzungen gemäß durchschnittlichem Verbraucherpreisindex auf. Andererseits werden die aus diesem Gutachten geäußerten methodischen Kritikpunkte insoweit exemplifiziert, als – soweit aus Datenverfügbarkeitsgründen möglich – Simulationsvarianten entsprechend der Ergebnisse im vorherigen Kapitel berechnet werden; daraus werden dann jeweils alternative Festsetzungsvorschläge erarbeitet. Abschließend wird aus der Höhe der Netzentgelte, insbesondere der ökonomischen Inzidenz nach Verbrauchergruppen, die relative Bedeutung der kalkulatorisch erlaubten Eigenkapitalverzinsung für die absolute Höhe der Netzentgelte abgeschätzt, darauf aufbauend kann man das Entlastungspotential für den Durchschnittshaushalt berechnet werden, wenn die weitestgehend Alternativvariante dem jetzigen Regulierungsvorschlag gegenübergestellt wird.

Zieht man *nur anreizregulierte Unternehmen* als Vergleichsunternehmen für deutsche, anreizregulierte Strom- und Gasnetzbetreiber heran, ergibt sich ein geringerer β -Faktor. Der festzulegende Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen fällt dann auf 4,35 % und für Altanlagen auf 2,8 %, für erstere entspricht dies einem Einsparpotential in Höhe von 0,23 Prozentpunkten.

Verwendet man bei der Marktrisikoprämie methodisch nur das ökonomisch plausiblere *geometrische Mittel* in Höhe von 3,1, beträgt der zulässige Eigenkapitalzinssatz für Neuanlage nur 3,99 %; gegenüber dem Festlegungsvorschlag ein Rückgang von 0,6 Prozentpunkten. Bei Altanlagen wären dann nur noch 2,43 % als Eigenkapitalzinssatz zulässig.

Die Begrenzung auf das *geometrische Mittel und auf anreizregulierte Unternehmen* beschränkt die Eigenkapitalzinssatzobergrenze noch weiter: Für Neuanlagen auf 3,79 %, für Altanlagen auf 2,23 %. Gegenüber dem Festsetzungsvorschlag für Neuanlagen gäbe es ein Kürzungspotenzial um 0,79 Prozentpunkten, was einer Minderung des zulässig und erforderlichen Zinsniveaus um ca. 22 % (arithmetisches Mittel aus prozentualer Änderung bei Alt- und Neuanlagen) entspricht.

Würde man die *Schätzungsgenauigkeit bei der Marktrisikoprämie*, also Laufzeitfrage/Kreditrisiko und Convenience Yield, durch einen 0,25 Prozentpunkte höheren risikolosen Zinssatz korrigieren, käme es zu einem drastisch erhöhten Eigenkapitalzinssatz im Vergleich zum BNetzA-Vorschlag: 4,89 % bei Neuanlagen statt 4,58 %, 3,33 % statt 3,03 bei Altanlagen. Fehlende methodisch eindeutige Antworten für diese Fragen sowie Fairnessgründe gegenüber Steuerzahlern und Stromkunden sprechen deutlich gegen eine solche Anpassung nach oben.

Tabelle 3: Ergebnistabelle und Simulationsrechnungen

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CAPM-Ansatz						Festlegungsebene					Einsparpotentiale in Prozentpunkte bei Neuanlagen
Risikoloser Zinssatz	Marktrisiko-prämie	Risiko-faktor (unverschuldet)	Korrektur Kapitalstruktur/Steuerfaktor ¹	β-Faktor	Risikozuschlag nach Steuern (2)*(5)	Neuanlagen			Altanlagen		
						EK-Zinssatz nach Steuern (2)+(6)	Steuerfaktor	EK-Zinssatz vor Steuern (7)*(8)	Inflationsrate	EK-Zinssatz vor Steuern ((7)-(10))*(8)	
<i>Festsetzungsvorschlag 14.7.2021</i>											
0,74	3,70	0,395	2,05	0,81	3,0	3,74	1,226	4,58	1,27	3,03	
<i>Nur anreizregulierte Vergleichsunternehmen</i>											
0,74	3,70	0,37	2,05	0,76	2,81	3,55	1,226	4,35	1,27	2,8	0,23
<i>Nur geometrisches Mittel</i>											
0,74	3,10	0,395	2,05	0,81	2,51	3,25	1,226	3,99	1,27	2,43	0,6
<i>Nur anreizregulierte Vergleichsunternehmen und nur geometrisches Mittel</i>											
0,74	3,10	0,395	2,05	0,76	2,35	3,09	1,226	3,79	1,27	2,23	0,79
<i>Obergrenze Korrektur Marktrisiko-prämie</i>											
0,99	3,70	0,395	2,05	0,81	3,0	3,99	1,226	4,89	1,27	3,33	

¹ $1+(0,6/0,4)*(1-0,2993)=2,05$.

Die Agora-Transparenzstudie geht davon aus, dass die regulierten Eigenkapitalzinssätze zu 10 % in die tatsächlichen Netzentgelte eingehen.⁷ Die Begrenzung auf das *geometrische Mittel und auf anreizregulierte Unternehmen* würde bei den Stromnetzanbietern eine durchschnittliche Minderung des Eigenkapitalzinssatzes um ca. 22 % bedeuten (arithmetisches Mittel aus prozentualer Änderung bei Alt- und Neuanlagen). Nimmt man das Netzentgelt für Stromhaushaltskunden von 2020 in Höhe von 7,50 ct/kWh,⁸ beträgt der 10%-Eigenkapitalzinsanteil am Entgelt 0,751 ct/kWh. Die vorzunehmende 17,26 %-Minderung des Eigenkapitalzinsanteils bei Neuanlagen würde somit eine Minderung der Netzentgelte in Höhe von 0,1296 ct/kWh nach sich ziehen. Bei einem jährlichen, durchschnittlichen Stromverbrauch eines Haushaltes (2019) in Höhe von 3 106 kWh⁹ würden die anfallenden Netzentgelte und damit die jährliche Stromrechnung um 4,03 € pro Jahr geringer ausfallen. Bezogen auf alle deutschen Haushalte wären dies jedoch beträchtliche 162,01 Mio. € an jährlichen Einsparvolumen; bezogen auf die fünfjährige Festlegungsperiode 810,05 Mio.

6 Schlussfolgerungen

Die von der BNetzA durch einen kapitalmarktorientierten Ansatz in Form des Capital Asset Pricing Models (CAPM) vorgeschlagene Werte der angemessenen Eigenkapitalverzinsung von 4,59 % für Neuanlagen und von 3,03 % für Altanlagen sollte die Obergrenze der Festsetzung sein. Schätzinkonsistenzen aufgrund von Laufzeitunterschieden, höheren Risiken bei Unternehmensanleihen und Service Flows/Convenience Yields sollten unberücksichtigt bleiben; auch aus Fairnessgründen wäre eine Doppelbelastung der Steuerbürger und Endkunden zu vermeiden. „Glücklicherweise“ schlägt der Strukturbruch der Finanzmarktkrise 2008/2009 auf die Festlegung des risikolosen Zinssatzes nicht mehr durch, da für die Festlegung der Zeitraum 2011-2020 genutzt wird. Mit der Eigenkapitalzinsregulierung geht automatisch ein Anreiz einher, zu viel Eigenkapital einzusetzen, was durch den Kapitalmehrbedarf des Netzausbaus im Zuge der Energiewende noch verstärkt wird. Beide Effekte vergrößern den zulässigen Gewinn der Netzbetreiber, was an sich die Investorenattraktivität der Netzbetreiber steigert. In einem internationalen, polypolistischen Markt für Kapitalanlagen kann der Kapitalnachfrager weder einen Einfluss auf die Marktzins- bzw. Marktertragsbedingungen nehmen noch ist dies erforderlich. Risikounterschiede in den Investments werden durch das CAPM hinreichend berücksichtigt.

Würde man sich - im Gegensatz zum BNetzA-Vorschlag – für die Marktrisikoprämie allein auf das *geometrische Mittel beschränken und nur anreizregulierte Unternehmen* des Auslands als strukturell vergleichbar ansehen, könnte die Eigenkapitalzinssatzobergrenze für Neuanlagen auf 3,79 % und für Altanlagen auf 2,23 % festgesetzt werden, was einer Minderung des zulässigen und erforderlichen Zinsniveaus um ca. 22 % entspricht. Bei durchschnittlichem Stromverbrauch eines Haushaltes würde die jährliche Stromrechnung um 4,03 € pro Jahr geringer ausfallen, hochgerechnet auf alle deutschen

⁷ https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/transparenze-energiewirtschaft/Agora_Transparenzdefizite_der_Netzregulierung_WEB.pdf, entnommen 29.7.2016, S. 23.

⁸ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/N/Netzentgelt.html, entnommen 21.7.2021.

⁹ <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html>, entnommen am 21.7.2021.

Haushalte wären dies 162,2 Mio. € an Entlastung, bezogen auf die fünfjährige Festlegungsperiode über 800 Mio. €.

Literatur

Averch, Harvey/Johnson, Leland L. (1962), Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, The American Economic Review, 52 (1962), Nr. 5, S. 1052–1069.

BMWi (2021), Ein Stromnetz für die Energiewende, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>, entnommen 8.7.2021.

BNetzA (2008), Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen (Bund), http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2008/2008_0001bis0999/2008_001bis099/BK4-08-068_BKV/BeschlussBK408068BundId13939pdf_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=3, entnommen am 24.7.2016.

BNetzA (2011), Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen -Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2011/2011_0001bis0999/2011_300bis399/BK4-11-304_BKV/BK4-11-304_Festlegung.html?nn=358956, entnommen am 24.7.2016.

BNetzA (2016a), Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Elektrizitätsnetzbetreiber, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Verfahrenseinleitung.html?nn=358956, entnommen am 7.6.2016.

BNetzA (2016b), Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Gasnetzbetreiber, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016, entnommen am 7.6.2016.

BNetzA (2021b), Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Elektrizitätsnetzbetreiber, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2021/BK4-21-0055/BK4-21-0055_Verfahrenseinleitung_Konsult.html;jsessionid=3594B781C15D707D7F73EE05C1F107BC?nn=358956, entnommen am 14.7.2021.

BNetzA (2021a), Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Gasnetzbetreiber, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2021/BK4-21-0056/BK4-21-0056_Verfahrenseinleitung_Konsult.html;jsessionid=3594B781C15D707D7F73EE05C1F107BC?nn=358956, entnommen am 14.7.2021.

Fritsch, Michael/Wein, Thomas/Ewers, Hans-Jürgen (2007), Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 7. Auflage, München (Vahlen).

Frontier Economics/Josef Zechner/Otto Randl (2021), Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerischer Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2021/BK4-21-0055/BK4-21-0055_Verfahrenseinleitung_Konsult.html;jsessionid=3594B781C15D707D7F73EE05C1F107BC?nn=358956, Juli 2021, entnommen am 14.7.2021

Frontier Economics (2016), Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge und zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse für Strom- und Gasnetzbetreiber, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 28 Juni 2016,

Stehle, Richard/Betzer, André (2021), Wissenschaftliches Gutachten zur Analyse der Zentralbank-Ansätze zur Determinierung von Marktrisikoprämien, Berlin/Wuppertal Mai 2021, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2021/BK4-21-0055/BK4-21-0055_Verfahrenseinleitung_Konsult.html;jsessionid=3594B781C15D707D7F73EE05C1F107BC?nn=358956, entnommen 14.7.2021

Train, Kenneth (1991), Optimal Regulation, MIT Press (Cambridge (MA.)/London).