



GEODE Deutschland e. V. · Magazinstraße 15-16 · 10179 Berlin
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Beschlusskammer 4
Stichwort: „Zinssatz Strom/Gas“
Postfach 8001
53105 Bonn

Per E-Mail: zinssatzgas@bnetza.de / zinssatzstrom@bnetza.de

[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]

Konsultation der Eigenkapitalzinssätze Strom & Gas
Ihr Az.: BK4-21-055/BK4-21-056

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit Veröffentlichung des Beschlussentwurfs auf Ihrer Internetseite sowie am 14.07.2021 in Ihrem Amtsblatt haben Sie das Verfahren zur Festlegung der im Verlauf der vierten Regulierungsperiode geltenden Eigenkapitalzinssätze im Sinne der § 7 Abs. 6 StromNEV/GasNEV in Verbindung mit § 29 Abs. 1 EnWG eingeleitet. Nachfolgend möchte die GEODE zu diesem Beschlussentwurf gem. § 67 EnWG Stellung nehmen. Wir werden dabei ausschließlich jene Punkte beleuchten, die wir als besonders kritikwürdig erachten.

1. Keine Berücksichtigung der Herausforderungen der Energie- und Klimawende

Die Verteilernetzbetreiber in Deutschland stehen in den folgenden Jahren vor einer ganz besonderen Herausforderung zur Sicherstellung der Energieversorgung vor dem Hintergrund der Energie- und Klimawende. Die Energie- und Klimawende – mit dem Ziel der vollständigen CO₂-Neutralität bis 2045 – bedeutet für die Strom- und Gasnetzbetreibern einen weit gehenden Umbau und auch zusätzlichen Ausbau der Netze, um dieses Ziel erreichen zu können. Der Umbau und Ausbau der Netze bedeutet, dass vielfach eine zusätzliche Kapitalbereitstellung der Eigentümer erfolgen muss, um den erforderlichen, hohen Investitionsbedarf in die Netze finanzieren zu können.

GEODE Deutschland e. V.

AG Charlottenburg VR 37256 B
Magazinstraße 15-16 · 10179 Berlin · Deutschland
Tel.: +49 30 611 284 070 · Fax: +49 30 611 284 099
E-Mail: info@geode.de
www.geode.de

Gerade die Verteilernetzbetreiber stehen in den kommenden Jahren vor der Herausforderung stark zunehmender Erneuerungsinvestitionen, umfangreicher Erweiterungsinvestitionen zur Integration der Erneuerbarer Energien, dem Umbau hin zu Wasserstoff, der Integration von Elektromobilität und Wärmepumpen, einer Digitalisierung der Netze sowie Umstrukturierungsinvestitionen, die für den Umbau der Netze zu intelligenten Netzen erforderlich sind.

Die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur benötigen angemessene Rahmenbedingungen für die Bereitstellung des dafür benötigten Kapitals.

Die vorgenannten, bereits heute erkennbaren Herausforderungen für die Netzwirtschaft setzen voraus, dass in Deutschland wettbewerbsfähige Konditionen für Netzinvestitionen regulatorisch geschaffen werden. Die Regulierungsbehörde konterkariert dieses Ziel mit dem vorgelegten Festlegungsentwurf zur Bestimmung von Eigenkapitalzinssätzen für die 4. Regulierungsperiode. Mit Blick auf die bereits getroffenen politischen Entscheidungen und den gesellschaftlichen Konsens zur Transformation des Energiesystems, ist es nicht nachvollziehbar, dass die Bedingungen für Investitionen durch eine Absenkung des gegenüber den aktuellen und bereits in der Vergangenheit deutlich abgesenkten Eigenkapitalzinssatzes um weitere ca. 2,3%-Punkte – und damit etwa ein Drittel – nochmals drastisch verschlechtert werden sollen. Dies hätte gravierende Auswirkungen für die Netzwirtschaft, die mit einem erheblichen Rückgang ihrer Erlösobergrenzen und damit dem für Investitionen zur Verfügung stehenden Spielraum rechnen müsste.

Um eine Kontinuität der Investitionsbereitschaft sicher zu stellen, wäre eine derart starke Absenkung der Eigenkapitalzinssätze aus Sicht der GEODE das völlig falsche Signal für die Bewältigung der anstehenden Aufgaben und immensen Herausforderungen in der deutschen Netzwirtschaft!

Wie oben dargestellt, besteht aus Sicht der GEODE bei der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze die Notwendigkeit, die besondere Situation der hiesigen Verteilernetzbetreiber zu würdigen. Die Verteilernetzbetreiber in Deutschland garantieren im internationalen Vergleich eine sehr hohe Versorgungssicherheit. Gleichzeitig stehen die Unternehmen vor einer ganz besonderen Situation wegen der Investitionen für die Energie- und Klimawende sowie einem bisher einzigartigen Transformationsprozess der Energiesysteme. Dabei werden gerade die Investitionen in den kommenden Jahren, also im Zeitraum von 2022 bis 2030 ganz wesentlich für das Gelingen der Energie- und Klimawende sein. Es ist daher auch vor diesem Hintergrund völlig unverständlich, warum für diesen anstehenden Investitionszyklus die Eigenkapitalzinssätze derart massiv abgesenkt werden sollen.

Im europäischen Binnenmarkt ist der Wettbewerb der Investitionsbedingungen eine entscheidende Voraussetzung zur Schaffung adäquater Rahmenbedingungen für Investitionsentscheidungen. Dies erfordert eine im internationalen Vergleich zumindest angemessene und damit wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung. Es ist daher nicht nachvollziehbar, dass eine derart niedrige Eigenkapitalverzinsung für den bundesdeutschen Markt vorgesehen ist, die somit im internationalen Vergleich keine ausreichenden Anreize für die Bereitstellung von Kapital bietet.

Bei der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes für die zweite Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur die Sondersituation bei der Bewältigung der Energiewende besonders hervorgehoben. Verglichen mit der damaligen Situation und den Zielen der Energie- und Klimawende, sind die Anforderungen an die Netzbetreiber sogar noch weiter angestiegen und deutlich anspruchsvoller ausgestaltet worden. Insofern ist es verwunderlich, dass nach der bisherigen Darstellung der Bundesnetzagentur diese Herausforderungen und diese Sondersituation für die kommende Regulierungsperiode schlichtweg ignoriert werden soll.

Die Anerkennung dieser Sondersituation mit einer entsprechenden Berücksichtigung bei der Eigenkapitalverzinsung ist nach Auffassung der GEODE zwingend nötig, um im internationalen Vergleich zu wettbewerbsfähigen Investitionsbedingungen zu kommen.

2. Methodisch fehlerhafte und inkonsistente Marktrisikoprämie

Die von Ihnen zur Bestimmung des Wagniszuschlags herangezogene globale Marktrisikoprämie (MRP) der Studie von Dimson, Marsh und Staunton (DMS) führt zu einem methodischen Fehler innerhalb der Anwendung des Kapitalmarktmodells CAPM, da die Anleiherenditen zur Ableitung der MRP inkonsistent zum risikolosen Basiszinssatz nach § 7 Abs. 4 Satz 1 Strom-/GasNEV sind.

Grundsätzlich existiert nach dem CAPM nur ein risikoloser Basiszins. Auch die von Ihnen beauftragten Gutachter erkennen, dass die Basiszinsreihen voneinander abweichen und ein Anpassungsbedarf besteht. Nachfolgend gehen wir zunächst auf die angesprochenen Diskrepanzen in den Basiszinssätzen ein und weisen anschließend noch auf weitere Diskrepanzen hin, die nach Ansicht der GEODE gleichfalls bei der endgültigen Festlegung mit zu würdigen sind.

a) Durch Frontier Economics festgestellte Diskrepanzen

Der von Ihnen beauftragte Gutachter Frontier Economics erörtert in seinem Gutachten Anpassungen der Marktrisikoprämie bzw. des Eigenkapitalzinssatzes, um systematische Differenzen zwischen dem risikolosen Basiszinssatz und der MRP auszugleichen.

Die Analyse von Laufzeit-/Bonitätsunterschieden wird unter Annahme einer Duration von 10 Jahren in den DMS-Daten angestellt. Im Gutachten von Frontier Economics wird jedoch ausgeführt, dass DMS bis 2016 noch ein Laufzeitziel von 20 Jahren nannte, was eine höhere Duration impliziert. Außerdem lässt die Beschreibung der Datenquellen in der DMS-Studie auf eine längere Duration schließen, da für die meisten Länder seit längerer Zeit Anleiheindizes mit langlaufenden Anleihen von 10 oder mehr Jahren verwendet werden. Insgesamt ist daher offenbar eine höhere Duration in den DMS-Daten enthalten. Aufgrund dessen ist der Laufzeitunterschied gegenüber eine Nullkuponanleihe mit längerer Laufzeit zu messen, was zu höheren Zinsdifferenzen und zu einem deutlich höheren Anpassungsbedarf als die benannten 0,10 % führen würde.

Darüber hinaus findet die Betrachtung von Frontier Economics lediglich über einen Zeitraum von 10 Jahren statt. Die DMS-Daten umfassen jedoch einen wesentlich längeren Zeitraum, weswegen zur Angleichung der Charakteristika Laufzeit und Bonität wohl eine längere Renditereihe zu verwenden wäre.

Frontier Economics untersucht ebenfalls mögliche Anpassungen aufgrund von Unterschieden der Convenience Yield. Hierbei stellt Frontier Economics dem risikolosen Basiszinssatz lediglich die Renditen europäischer Staatsanleihen gegenüber. Die MRP der DMS-Studie enthält jedoch globale Anleiherenditen und darunter insbesondere Anleihen der USA mit einer wesentlichen Gewichtung. Die pauschale Annahme, dass sich die deutsche Convenience Yield-Differenz gleich verhält wie die in DMS bereits enthaltene Convenience Yield-Differenz wäre noch weiter zu untersuchen. Frontier Economics gibt lediglich an, dass ein voller Ansatz der deutschen Convenience Yield nicht gerechtfertigt wäre, da in den DMS-Daten durch Einbezug von US-Staatsanleihen bereits ein hoher Convenience Yield-Anteil enthalten sei. Eine Quantifizierung oder Überprüfung der Convenience Yield von langfristigen US-Staatsanleihen wird hingegen nicht angestellt, weshalb keine Belege für diese Aussage vorliegen. Aufgrund der Auswirkungen der Finanzkrise würden wir eine deutliche Zunahme der deutschen gegenüber der US-amerikanischen Convenience Yield erwarten. Dafür sprechen auch aktuelle Untersuchungen zum Convenience Yield der US-Staatsanleihen. Entsprechendes wäre noch zu untersuchen.

b) Weitere korrekturbedürftige methodische Inkonsistenzen

Es bestehen bei der Ableitung der MRP weitere Zinsdiskrepanzen zwischen dem risikolosem Basiszins nach Strom/GasNEV und den Anleiherenditen in DMS, welche durch Frontier Economics in ihrem Gutachten außer Acht gelassen werden, jedoch zwingend korrigiert werden müssen.

Eine wesentliche Abweichung entsteht dadurch, dass die Marktrisikoprämie durch DMS als US-Dollar-Rendite bestimmt wird, während die Rendite des risikolosen Basiszinssatzes gem. Strom-/GasNEV in Euro gemessen wird. Eine Vermischung von Währungen bei der Renditeberechnung erzeugt grundsätzlich eine Inkonsistenz, da beide Renditereihen durch Wechselkursänderungen voneinander abweichen können. Die Marktrisikoprämie muss demnach als Eurorendite berechnet werden, bzw. es hat eine entsprechende Anpassung zum Ausgleich der Währungseffekte zu erfolgen.

Das Hauptproblem besteht jedoch darin, dass das niedrige europäische Zinsniveau, ausgedrückt durch den risikolosen Basiszins i. H. v. 0,74 %, mit einer MRP aus US-amerikanischer Sicht verrechnet wird. In den USA herrscht ein deutlich höheres Zinsniveau vor (Zehnjahresdurchschnitt analog 2,16 %), weswegen unter der Annahme der Gültigkeit einer universalen globalen MRP, wie von Ihnen unterstellt, ein US-Investor eine höhere Renditeanforderung hätte gegenüber einem europäischen Investor, obwohl beide dieselben Risiken bei einer Investition in deutsche Netzbetreiber tragen. Dies ist nicht plausibel und auch nicht mit der Theorie des CAPM konform; vielmehr zeigt dies auf, dass eine in Euro gemessene MRP einen höheren Wert erreichen müsste. Wie bereits zuvor beschrieben, muss zur Lösung dieser Inkonsistenz eine MRP in der Währung Euro berechnet, bzw. eine entsprechende Zinskorrektur vorgenommen werden.

Weiterhin ist zu bemängeln, dass die MRP von DMS jeweils nationale Staatsanleihen von der Marktrendite in Abzug bringt. Nationale Staatsanleihen können nicht für alle Länder als risikolos bezeichnet werden, da mehrere Länder im DMS-Portfolio keine hohe Bonität aufweisen. Es ist insoweit eine Erhöhung der MRP notwendig, da ansonsten die CAPM-Prämisse der

risikolosen Anlage verletzt und die MRP inkonsistent zum risikolosen Basiszinssatz ermittelt würde. Grundsätzlich könnte dies durch die Verwendung von tatsächlich risikolosen Zinssätzen oder den Ansatz von Länderrisikoprämien gelöst werden.

Schließlich sind auch methodische Ungereimtheiten in der Renditemessung der Staatsanleihen zu erkennen, welche die Inkompatibilität zwischen risikolosem Basiszins und MRP weiter erhöht. So sind für den risikolosen Basiszins nach § 7 Abs. 4 Satz 1 Strom/GasNEV Umlaufrenditen heranzuziehen, während DMS mit den Anleiherenditen Gesamtrenditen misst, wobei sowohl Kursgewinne bzw. -verluste als auch Kuponzahlungen mit einfließen. Entgegen der Berechnungssystematik von Umlaufrenditen, welche eine Kapitalbindung bis Laufzeitende der Anleihe bzw. Investition vorsehen, wird die Gesamtrendite von DMS rollierend bestimmt, d. h. es wird von einem Anleiheportfolio mit kontinuierlicher Umschichtung ausgegangen. Diese Art der Renditemessung ergibt sich aus der Verwendung von Anleiheindizes durch DMS, welche aus dem Anhang der Studie ersichtlich ist. In Folge der Ermittlung von Gesamtrenditen durch DMS ergeben sich durch die seit ca. 1985 anhaltende kontinuierliche Reduktion des Zinsniveaus erhebliche Kursgewinne, welche zu einer Überschätzung der Anleiherendite und in der Folge zu einer erheblichen Unterschätzung der MRP führen. Gleichzeitig sinken jedoch die Umlaufrenditen, d. h. der risikolose Basiszins gem. Strom-/GasNEV. Eine Bereinigung dieses Effektes ist daher zwingend geboten, um eine rein methodisch verursachte Zinsunterschätzung zu verhindern.

Aus den zuvor aufgeführten Gründen fordert die GEODE daher eine Korrektur der in Aussicht gestellten Eigenkapitalzinssätze um einen deutlich höheren Betrag als die 25 Basispunkte, die von den von ihnen beauftragten Gutachern genannt werden.

3. Besonderheiten für die Gasnetzwirtschaft

In einer zunehmend sektorengekoppelten Energiewirtschaft sind die Gasnetze in besonderer Weise von der zeitlichen Forcierung der CO₂-Minderungsstrategien im Sinne der gesamtgesellschaftlichen Aufgabe des Klimaschutzes betroffen. Setzt man den Energiebedarf für den Wärmebereich ins Verhältnis zum Endenergiebedarf des Strombereichs, wird schnell deutlich, dass der Wärmebereich ein mehr als doppelt so hohes Gewicht hat wie der Strombereich. Der zwischenzeitlich beim BMWi initiierte Dialog-Prozess „Klimaneutrale Wärme“ greift diese hohe Bedeutung des Wärmesektors für den Gesamterfolg der Energiewende auf und schlägt eine Reihe von Maßnahmen zur CO₂-Reduzierung in diesem Bereich vor.

Gasverteilernetze werden nach ersten Erkenntnissen aus diesem Dialog über das Jahr 2045 hinaus voraussichtlich nur noch einen sehr geringen Anteil am Heizenergiebedarf und damit für die Wärmeversorgung aufweisen, wenn die Klimaschutzziele erreicht werden sollen. Welcher Anteil künftig an Wasserstoff durch die bestehenden Gasnetze transportiert werden kann, ist aktuell ebenfalls nicht valide absehbar. Eine wirtschaftliche Verwendung zu Heizzwecken im größeren Ausmaß scheint jedoch eher unwahrscheinlich.

Andererseits wird unter den gegebenen aktuellen Umständen in Deutschland (Gebäudealter, hoher Anteil nicht oder gering sanierter Wohnbebauung etc.) eine leitungsgebundene Versorgung mit Erdgas für einen langen Zeitraum noch eine unerlässliche „Brückenlösung“ bleiben, die bei den Netzbetreibern fortgesetzt zu Aufwendungen für Instandhaltung, Wartung und Betrieb führen wird. Aufgrund des bereits beschlossenen „Verbots“ von Ölheizungen bis Mitte

des laufenden Jahrzehnts beobachtet die GEODE aktuell sogar einen regelrechten Boom bei der Nachfrage nach Gas-Hausanschlüssen in Deutschland, der aktuell zumindest in den vom Hochwasser betroffenen Netzgebieten nochmals verstärkt wurde, da eine Vielzahl von Ölheizungen und Tanks durch die Hochwasserhavarie zerstört wurden. Sofern diese „Ölumsteller“ sich im bereits erschlossenen Netzgebiet befinden, führen viele Netzbetreiber in diesen Fällen regelmäßig auch weiterhin Verdichtungen ihres Gasnetzes durch.

Investitionen in die Gasnetze, die von den Netzbetreibern aktuell getätigt werden, sind gemäß den Nutzungsdauern der GasNEV allerdings erst in den Jahren 2060 bis 2080 vollständig abgeschlossen. Es ist daher dringend erforderlich, dass für die bereits getätigten Investitionen in die Gasverteilernetze sowie für die Investitionen in den (teilweisen) Netzausbau, der alte Ölheizungen gegen umweltfreundlichere Gas-Brennwertthermen mit solarer Trinkwasserbereitung ersetzt, eine adäquate Eigenkapitalverzinsung gewährt wird.

Gasnetzbetreiber in Deutschland sehen sich bereits bei der heute geltenden Rechtslage mit der konkreten Gefahr eines vorzeitigen Entfalls der Betriebsnotwendigkeit der von ihnen betriebenen Gasversorgungsnetze konfrontiert. GEODE fordert die Bundesnetzagentur daher auf, die sich hieraus ergebenden unternehmerischen Risiken zu untersuchen und bei der Bestimmung des Wagniszuschlags respektive der Marktrisikoprämie zu berücksichtigen.

Insgesamt ist nach Auffassung der GEODE davon auszugehen, dass die Gasverteilernetzbetreiber einem besonderen unternehmerischen Risiko ausgesetzt sind, welches sich auch bei der vorliegenden Festlegung in einem höheren Wagniszuschlag niederschlagen müsste.

4. Regulatorische Risiken von Netzbetreibern

Die Verteilernetzbetreiber unterliegen in Deutschland einem hohen regulatorischen Risiko. Politische Entscheidungen zur Umgestaltung des Energiesystems verbunden mit einer grundlegenden Umgestaltung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, Unsicherheiten aus dem Effizienzvergleich, der hierzulande – anders als in vielen anderen europäischen Regulierungssystemen – auch die Kapitalkosten umfasst sowie das grundsätzliche Risiko, dass auch als effizient nachweisbare Kosten von den Regulierungsbehörden nicht anerkannt werden, müssen mit einem angemessenen Risikozuschlag berücksichtigt werden.

Die bevorstehenden Aufgaben der Netzbetreiber sind vielfältig: Im Gasbereich gewährleisten die Netzbetreiber derzeit in vielen Regionen den Umstieg auf klimafreundliche Gasbrennwertheizungen als ersten umfassenden und schnellen Schritt zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes. Gleichzeitig bieten die Gasverteilernetze hervorragende Voraussetzungen, um künftig große Mengen klimafreundliches Gas, sei es Wasserstoff oder Bio-Methan, mit geringen Umbaukosten zum Endverbraucher zu bringen. Eine zumindest teilweise Umwidmung der bestehenden Gasnetze ist eine wichtige Voraussetzung für weitere Fortschritte zur Erreichung der gesetzten Klimaziele.

Die Stromnetze sind mit den stattfindenden Veränderungen im Rahmen der Energie- und Klimawende und der damit verbundenen Änderung der Versorgungsaufgabe letztlich die Treiber der Energiewende. Die Trends der Digitalisierung, Dekarbonisierung und Elektromobilität sor-

gen aktuell für einen Wandel bei den Anforderungen an die Stromnetze. Aufgrund des Wandels hin zu einer dezentralen Energieversorgung müssen die Netze flexibler gestaltet werden. Die geplante Wende hin zur Elektromobilität und einer Dekarbonisierung der Wärmeversorgung führen dazu, dass künftig wesentlich größere Mengen an elektrischer Energie gleichermaßen in die Stadtzentren, die Industrie- und die Wohngebiete sowie im ländlichen Raum verteilt werden müssen.

Vorgenannte Aufgaben werden derzeit im Regulierungsrahmen gar nicht oder unzureichend berücksichtigt.

Darüber hinaus bewältigen die Netzbetreiber ihre angestammte Versorgungsaufgabe im Kerngeschäft: Die Planung, den Betrieb und die Instandhaltung sowie den weiteren dringend erforderlichen Ausbau der Netze. Dabei tragen die Verteilernetzbetreiber einen Großteil der damit einhergehenden, zuvor beschriebenen vielfältigen Risiken. In den letzten Jahren betraf dies zusätzlich im Bereich der Baudienstleitungen die extremen Preissteigerungen und den Anstieg von Personalkosten, die nur unzureichend über den VPI und damit die angepassten genehmigten Erlösobergrenzen abgebildet werden.

Anlagenabgänge

Zum Risiko eines Netzbetreibers gehören Anlagenabgänge vor Ablauf der gemäß Strom/Gas-NEV vorgesehenen Nutzungsdauern. Werden Anlagengüter über einen kürzeren Zeitraum genutzt als die vorgesehenen kalkulatorischen Nutzungsdauern, so muss ein Anlagenabgang gebucht werden. Die daraus resultierende außerordentliche Abschreibung wird von den Regulierungsbehörden bisher regelmäßig nicht anerkannt. Das Risiko von Anlagenabgängen ist bei einem Netzbetreiber aufgrund der Langfristigkeit der getätigten Investitionen deutlich höher als bei Unternehmen anderer Branchen. So ist die Anlagenintensität in der Netzwirtschaft sehr hoch und die Nutzungsdauern von Anlagengütern gleichzeitig besonders lang. Aufgrund der Dekarbonisierung der Erdgasnetze entsteht eine Situation, in der das Risiko für die Gasnetze besonders steigt. Hier besteht ein besonderes Risiko für Anlagenabgänge, die derzeit nicht refinanziert werden können.

Forderungsausfälle

Durch die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung müssen auch Forderungsausfälle gedeckt werden. Insolvenzen von Kunden und Lieferanten können zu Forderungsausfällen führen. Dabei sind vom Netzbetreiber nicht nur die entgangenen Netznutzungsentgelte zu tragen. Die Ausfälle umfassen vielmehr auch die – per Gesetz dem Netzbetreiber auferlegten – zusätzlich abgewickelten Umsatzerlöse wie etwa Umlagen oder Konzessionsabgaben.

Änderungen des Regulierungsrahmens

Der aktuelle Regulierungsrahmen der Anreizregulierung geht von einer konstanten operativen Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers aus. Die operativen Kosten eines einzelnen Basisjahres werden als Ausgangsniveau für die Erlösermittlung für die nächste Regulierungsperiode für die Dauer von 5 Jahren angesetzt. Die hieraus resultierenden Erlöse werden zudem über

Effizienzwerte und Produktivitätsfaktoren abgeschmolzen. Für dieses Modell der Anreizregulierung ist der Gesetz- und Verordnungsgeber offensichtlich davon ausgegangen, dass der Aufgabenkanon eines Netzbetreibers weitgehend konstant bleibt.

Dies bleibt allerdings eine reine Theorie und entspricht eindeutig nicht der Praxis in den vergangenen Jahren. Aktuell befinden sich Netzbetreiber in einem technologischen, gesellschaftlichen, politischen und auch juristischen Wandel. Die damit verbundenen Anforderungen sind größer als jemals zuvor. Auch die Anforderungen des Gesetzgebers an die Netzbetreiber steigen ständig (Marktkommunikation, IT-Sicherheit, Redispatch 2.0, Regulierungs- und Meldepflichten, Umfang der Kostenprüfung, etc).

Bezüglich der für diese Maßnahmen erforderlichen Personalkosten ist weiter zu berücksichtigen, dass es für einen Netzbetreiber aufgrund der Tarifbindung – meist der TV-V oder der AGWE – nicht ohne Qualitätsverluste möglich ist, die ursprünglich geprüften und genehmigten Kosten beizubehalten bzw. sogar noch erheblich abzusenken.

Jahr	Basis 2011	2014	2015	2016	2017	2018
TV-V	100,00	109,59	112,22	114,91	117,61	120,97
angewandter VPI (t-2)	95,20	97,10	98,50	99,50	100,00	100,50
VPI angepasst	100,00	102,00	103,47	104,52	105,04	105,57
Differenz (absolut)	0	7,59	8,75	10,40	12,57	15,40
Differenz (in Prozent)		7,45	8,46	9,95	11,97	14,59

In der vorstehenden Tabelle ist beispielhaft die Entwicklung des TV-V während der zweiten Regulierungsperiode Strom und der bei der Ermittlung der Erlösbergrenzen berücksichtigte VPI (t-2) dargestellt. Hieraus wird deutlich, dass die an den TV-V gebundenen Gehälter deutlich stärker gestiegen sind als die Erlösbergrenzen. Dies führt somit zu einem stetigen Ungleichgewicht. Allein durch diesen Effekt waren in der betrachteten Regulierungsperiode 7 bis 15 % der Personalkosten nicht in der Erlösbergrenze enthalten und konnten folglich nicht von den Netzbetreibern über die Netzentgelte erwirtschaftet werden.

Auch ist es für Netzbetreiber nicht möglich, bei stetig steigenden Anforderungen Kosten abzubauen, ohne Qualitätsverluste in Kauf zu nehmen. Dies berücksichtigt der Regulierungsrahmen aktuell nicht. Somit müssen steigende Kosten aufgrund der sich wandelnden Aufgaben durch den Netzbetreiber gedeckt werden. Dies schmälert die Ergebnissituation und steigert die Risiken des Netzbetriebs erheblich.

Durch den Systemwechsel der Anreizregulierung nach der ARegV-Novelle 2016 und der damit verbundenen Abschaffung des Sockeleffekts, wurden bereits getätigte Investitionen bei vielen Netzbetreibern entwertet und es entstand eine Unterdeckung der Kapitalkosten für die Investitionen der Jahre 2007 bis 2016. Ab der 4. Regulierungsperiode entfällt der Sockeleffekt für alle Investitionen der vergangenen Jahre in die Verteilnetze. Die nunmehr mit der ARegV-Novelle 2021 eingeführte Härtefallregelung kann voraussichtlich nur von einer sehr geringen Anzahl von Netzbetreibern in Anspruch genommen werden.

Die Netzbetreiber unterliegen demzufolge in besonderer Art und Weise Risiken, die sich aus einer Veränderung der Rechtslage und deren Auslegung durch die Regulierungsbehörden ergeben, da alle Einnahmen des Netzes im Detail durch Gesetze und Verordnungen geregelt sind. Mit der Änderung von Gesetzen und Verordnungen bestehen für die Unternehmen ein erhebliches Planungs- und Erlös- und damit ein Ergebnisrisiko. Die Übertragung zusätzlicher Aufgaben führt im Weiteren zu Aufwandssteigerungen, die allenfalls erst zeitversetzt über eine Kostenanerkennung im nachfolgenden Basisjahr anerkannt werden können.

Mögliche Anpassungen des Regulierungsrahmens sowie die Prüfungspraxis der Regulierungsbehörden stellen somit ein weiteres Risiko für die Netzbetreiber in Deutschland dar. Zukünftige Änderungen des Regulierungsrahmens und sich ändernde Vorgaben sind – insbesondere auch mit Blick auf das zeitnah anstehende Urteil des Europäischen Gerichtshofes zum bundesdeutschen Regulierungssystem – sehr wahrscheinlich.

Die einzige Vergütung, die Netzbetreiber sowohl für den Einsatz des notwendigen Kapitals als auch zum Ausgleich der Wagnisse und Risiken ihres operativen Geschäftes erhalten, ist die kalkulatorische Verzinsung auf das eingesetzte betriebsnotwendige Eigenkapital. Deren Höhe hängt maßgeblich vom von der BNetzA festgelegten Eigenkapitalzinssatz ab.

Zur Anerkennung und Berücksichtigung der Wagnisse und Risiken aus den vorgenannten Sachverhalten ist nach Auffassung der GEODE eine entsprechende Berücksichtigung bei der Festlegung der Eigenkapitalverzinsung dringend geboten.

5. Zusammenfassung

Das übergeordnete Ziel der Versorgungssicherheit gebietet, die notwendigen Finanzmittel für die erforderlichen Investitionen, gerade vor dem Hintergrund der Energie- und Klimawende mit ihren epochalen Auswirkungen auf das Energiesystem, bereitzustellen.

Die im Beschluss zur zweiten Regulierungsperiode aufgezeigte Sondersituation (Energie- und Klimawende und dadurch erforderliche Investitionen in die Netzinfrastruktur) besteht nach Ansicht der GEODE auch heute noch. Zudem müssen bei der methodischen Ermittlungsweise auf Basis des CAPM die Effekte der Finanz- und Schuldenkrise angemessen berücksichtigt werden. Bei der methodischen Ermittlungsweise sollte nach Auffassung der GEODE auf einen ausgewogenen und robusten Gesamtansatz geachtet werden.

Eine isolierte Betrachtung von einzelnen Bestandteilen ohne Würdigung der Wechselwirkung auf das Gesamtkonzept, wie es aktuell im Beschlussentwurf der Fall ist, führt zu nicht angemessenen kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätzen. In diesem Zusammenhang wären insbesondere die Marktrisikoprämie und der Basiszinssatz zu nennen. Auf die Diskrepanz der Basiszinsreihen bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie und des risikolosen Basiszinssatzes haben insbesondere auch die Gutachter der Bundesnetzagentur ausdrücklich hingewiesen.

Die dargelegte Stellungnahme untermauert diese Argumentation und zeigt dabei auch, dass die im Beschlussentwurf enthaltene (Mindest-)Höhe der Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen i. H. v. 4,59 % und für Altanlagen i. H. v. 3,03 % weder angemessen noch wettbewerbsfähig ist. Eine Anpassung der methodischen Ansätze im Rahmen des CAPM hält die GEODE daher für unerlässlich. Andernfalls kann Ihr Vorgehen nach unserer Überzeugung nicht zu einem angemessenen Wagniszuschlag i. S. d. §§ 7 Abs. 5 StromNEV/GasNEV führen.

Wegen der ganz erheblichen Bedeutung dieser Festlegung für die Netzwirtschaft in den kommenden Jahren und damit auch für einen sehr gewichtigen Beitrag zum Gelingen der Energiewende, regt die GEODE nachdringlich an, einen mündlichen Erörterungstermin mit den betroffenen Wirtschaftskreisen durchzuführen. Dazu sollten nach Auffassung der GEODE auch die Gutachtenersteller mit eingeladen werden, um zu den genannten Aspekten auch eine fachliche Diskussion führen zu können.

Für Rückfragen stehen wir ebenso gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

