

Stellungnahme zu den BNetzA- Be-
schlussentwürfen hinsichtlich der
Festlegung von Eigenkapitalzinssät-
zen nach § 7 Abs. 6 StromNEV bzw.
§ 7 Abs. 6 GasNEV

Festlegungsentwurf BK4-21-055

Festlegungsentwurf BK4-21-056

Essen, 25. August 2021

e.on

Die verantwortliche Beschlusskammer 4 hat am 14. Juli 2021 zwei Entwürfe einer Festlegung der kalkulatorischen Eigenkapitalkosten für die vierte Regulierungsperiode vorgelegt (BK4-21-055 für Strom und BK4-21-056 für Gas). Diese vierte Regulierungsperiode beginnt in der Gasnetz-wirtschaft 2023 und in der Stromnetz-wirtschaft 2024. Mit Ausnahme des unterschiedlichen Startzeitpunkts sind die beiden Festlegungsentwürfe materiell identisch; sie beruhen zudem auf einheitlichen Gutachten, die von der BNetzA beauftragt wurden. E.ON bezieht sich daher im Folgenden immer auf beide Festlegungsentwürfe („die Festlegung“), es sei denn, es wird aus-drücklich zwischen Strom und Gas differenziert.

Die E.ON SE nimmt hierzu im eigenen Namen und gleichzeitig stellvertretend für die im Folgen-benannten Netzbetreiber Stellung:

- Avacon Netz GmbH,
- Bayernwerk Netz GmbH,
- E.DIS Netz GmbH,
- LEW Verteilnetz GmbH,
- Mitnetz GmbH,
- Schleswig-Holstein Netz AG,
- syna GmbH,
- VSE Verteilnetz GmbH,
- Westnetz GmbH.

Vollumfängliche Unterstützung der BDEW-Stellungnahme: Wir unterstützen vollumfänglich die Stellungnahme des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) vom 25.08.2021. Die BDEW-Stellungnahme ist inhaltlich überzeugend und detailliert, wir haben an dieser mitgewirkt. Die E.ON-Stellungnahme flankiert diese in ausgewählten Punkten, ohne diese aber zu wiederholen.

Wir verzichten deshalb möglichst auf die Wiederholung von Argumenten, die bereits in der BDEW-Stellungnahme angeführt werden, möchten hier allerdings einige Punkte hervorheben und ergänzen bzw. Argumente mit konkreten Unternehmensdaten untermauern.

E.ON versteht sich als der Wegbereiter der Energiewende im deutschen Verteilnetz. Mit gut 700.000 Kilometern Strom- und 100.000 Kilometern Gasleitungen versorgen wir heute 24 Millionen Menschen in Deutschland. Über 770.000 Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien sind direkt an unsere Stromnetze angeschlossen, die Durchleitungsmengen der Netze beinhalten ca. 80% grünen Strom. All dies ist kein Selbstläufer, wir **investieren als E.ON allein in Deutschland im Zeitraum 2021-2023 über sieben Milliarden €** in unsere deutschen Netze.

Gesamtbeurteilung: Kalkulatorische Eigenkapitalkosten von nur 4,59% vor Steuern sind mit den gesetzlichen Vorgaben unvereinbar

Die §§ 7 der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung verpflichten die Bundesnetzagentur dazu, vor Beginn einer Regulierungsperiode festzulegen, welche kalkulatorischen Kosten den Energie-netzbetreibern für das eingesetzte Eigenkapital zu erstatten sind. Neben einem mechanisch zu berechnenden risikolosen Basiszinses ist bei der Festlegung der sog. Wagniszuschlag von wesentlicher Bedeutung. **Bei dessen Bestimmung hat die BNetzA vor allem die Lage auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten, regulatorische Bedingungen in anderen Ländern sowie die Risiken des Netzbetriebs zu berücksichtigen.**

Aus Sicht der E.ON ist der Stand der Festlegungsentwürfe ungeeignet, den aktuellen und perspektivischen Herausforderungen der Energiewende und der immer stärker hinzutretenden Klimawende gerecht zu werden.

Die BNetzA agiert nach "Schema F". Dies ungeachtet der Tatsache, dass der **geänderte Rechtsrahmen relevant höhere Anforderungen stellt und der BNetzA eine höhere Verantwortung für die Auswirkungen der Festlegung überträgt**: Daher ist zunächst festzustellen, dass die zur Konsultation vorgestellten kalkulatorischen Eigenkapitalkosten von 4,59% v. St. bzw. 3,74% n. St. bereits ungeeignet sind, um die erst kürzlich angepassten und erweiterten Vorgaben des § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG zu erfüllen. Denn nach der formalgesetzlichen und damit auch „EuGH-festen“ Neufassung gilt: „Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen so vorgenommen werden können, dass die **Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist**“. Genau dies ist mit Eigenkapitalkosten von 4,59% v. St. nicht erfüllt, wie die weiteren Ausführungen im Einzelnen belegen. Die Bundesnetzagentur wird ihrer hierdurch erweiterten (Zukunfts-)Verantwortung und der prognostischen Auswirkungen ihrer Festlegung nicht gerecht. Dies zeigt sich auch daran, dass diese neuen gesetzlichen Anforderungen in der Festlegung von vorneherein nicht erkennbar berücksichtigt sind. Darüber hinaus fehlt die hiernach erforderliche (aber ausgebliebene) mittel- und langfristigen Auswirkungskontrolle durch die Behörde.

Aber auch die weiteren Voraussetzungen des § 21 Abs. 2 EnWG sind nicht erfüllt: Denn im Ergebnis münden die avisierte Entscheidung und die ihr zugrundeliegenden Gutachten in kalkulatorische Eigenkapitalkosten, die **weder angemessen noch in nationaler oder internationaler Hinsicht wettbewerbsfähig** sind. Die vorgeschlagenen Eigenkapitalkosten sind **auch nicht risikoangepasst und erzeugen kein Umfeld**, in dem auch nur näherungsweise sichergestellt werden könnte, dass die Investitionen in die Netze so durchgeführt werden können, dass die **Lebensfähigkeit der Netze ab 2023 / 2024 gewährleistet werden kann**.

Es geht nicht nur um die Festlegung eines Prozentwertes. Es geht auch und vor allem um die mittel- und langfristige Würdigung der Auswirkung der Festlegung. Eine angemessene Auswirkungskontrolle durch die BNetzA ist gesetzliches Pflichtprogramm, fehlt aber. Die Auswirkungskontrolle der BNetzA muss aber aus unserer Sicht prüfen und erkennen, dass bei einem Wert von 4,59% v. St. die **kommenden Jahre zu verlorenen Jahren für den Um- und Ausbaubau der Energienetze werden**, die Erreichung der Energiewendeziele und erst recht der hinzugetretenen Klimaschutzziele in 2030 und 2045 konkret gefährdet sind. Oder kurz: Energiewendezukunft ist damit nicht zu machen; zudem sind hinzugetretene Klimaschutzziele sind von vorneherein nicht berücksichtigt worden.

Der zur Konsultation vorgelegte Festlegungsentwurf wäre bereits kritisch zu betrachten und in rechtlicher Hinsicht nicht sachgerecht, wenn durch die handelnde Behörde bzw. ihr Vorgehen eines der Kriterien des § 21 EnWG eindeutig verfehlt werden würde. **Absehbar werden aber die gesetzlichen Vorgaben durch den Festlegungsentwurf in allen vier vorgenannten Dimensionen verfehlt**.

Die BNetzA ist daher aufgefordert, die Festlegung so anzupassen, dass angemessene, wettbewerbsfähige, risikoadäquate Kosten für das kalkulatorische Eigenkapital gewährt werden, und so die dringend benötigte Fähigkeit der Unternehmen zu investieren, erhalten bleibt. Hierzu ist die Marktrisikoprämie der relevante Hebel und ein methodenpluralistisches Vorgehen der geeignete Weg.

Beurteilung im Einzelnen

Eigenkapitalkosten in Höhe von 4,59% v. St. sind unangemessen niedrig

Angemessen sind Eigenkapitalkosten dann, wenn sie insgesamt geeignet sind, den **Herausforderungen der Zukunft gerecht zu werden**. Daher ist die Entscheidung über die Höhe der Eigenkapitalkosten - auch wenn sie methodisch in gewissem Umfang auf Vergangenheitsdaten beruhen sollte - im Wesentlichen eine **prognostische Aufgabe**. Es ist in diesem Zusammenhang festzustellen, dass die Kapitalmarktzinsen schon seit der letzten Entscheidung 2016 nicht mehr relevant gefallen sind. Es hat sich vielmehr eine Art Boden ausgebildet und es **mehren sich die Anzeichen einer Zinswende**. Eine belastbare Analyse der Zukunftsfähigkeit der Entscheidung nimmt die Beschlusskammer 4 jedoch nicht vor und eine solche lässt sich auch den vorgelegten Gutachten nicht entnehmen. Schlimmer noch, der prognostische Charakter der Festsetzung von Eigenkapitalkosten wird vollkommen verkannt, jede ernstzunehmende Analyse des Umfelds und der Auswirkungen (u.a. Energie- und Klimawende bzw. makroökonomische Entwicklung, erwartete Geldpolitik, Knappheiten auf den Beschaffungsmärkten, Auswirkung auf die Refinanzierungsmöglichkeiten der Netzbetreiber und deren Verteuerung durch die Festlegung) fehlt.

Letztlich ist ein angemessenes Ergebnis schon deshalb nicht erreichbar, weil sich die Beschlusskammer und ihre Gutachter - dies trotz der allgemeinen Kritik an diesem Vorgehen - **mit der Studie von Dimson, Marsh und Staunton (DMS) allein auf eine einzige Datenquelle fokussieren**. Zudem sind **Fehlinterpretationen vorhanden, die erkennbar nicht von den Autoren Dimson, Marsh und Staunton mitgetragen würden**. Angesichts der herausfordernden Aufgabe und der massiven Auswirkungen auch auf die Zukunft der Energiewende gesetzlich und verordnungsseitig gefordert und auch angemessen wäre es, die Entscheidung methodisch breit abzustützen. Die breitere methodische Abstützung ist nicht nur methodisch geboten, sondern hat auch Relevanz für das Ergebnis als solches: Sie wird auch der Höhe nach zu einem angemesseneren Ergebnis führen. Auch der von der BNetzA angedeutete mögliche Zuschlag von lediglich 0,25%-Punkten ändert an dieser Einschätzung nichts, da er gleichfalls nicht zu einem Ergebnis führen würde, das den Ansprüchen des Gesetz- und Verordnungsgebers genügt.

Ergebnisoffenheit aufgrund antizipierter Ermessens-Selbstbegrenzung fraglich: Insofern ist ohnehin unklar, aber auch rechtlich bedenklich, warum die BNetzA bereits mit Beginn der Konsultation ihren eigenen Ermessensspielraum von vorneherein (und ohne Zuwarten auf das materielle Vorbringen im Konsultationsprozess) auf nur 0,25%-Punkte begrenzt.

Die vorgeschlagenen Eigenkapitalkosten sind nicht wettbewerbsfähig

Wie der von Frontier und Randl/Zechner durchgeführte Vergleich (S. 72 ff. des Gutachtens) und damit der Vergleich der BNetzA selbst zeigt, liegen Eigenkapitalkosten von 4,59% v. St. bzw. 3,74% n. St. am unteren Ende des Feldes vergleichbarer Entscheidungen in der EU bzw. weltweit. Angesichts dieses von Moody's im letzten Sector Comment (19.07.2021) durch einen eigenen Vergleich nochmals bestätigten Befundes **ist ein internationaler Vergleich zwingend**.

Offensichtlich und seitens der Behörde und ihrer Gutachter im Ergebnis erkennbar selbst zugestanden, wird die in § 7 Abs. 5 Nr. 2 der Netzentgeltverordnungen explizit als Kriterium für den Wagniszuschlag genannte "durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten" deutlich verfehlt. **Dabei wird der Durchschnitt der dargestellten Entscheidungen durch die BNetzA und ihre Gutachter nicht einmal ermittelt**. Dies ist für uns angesichts des eigenen behördlichen Erkennens einerseits überraschend und andererseits nicht erklärbar - denn rechnerisch ist das einfach möglich: Denn als

Durchschnitt lässt sich ohne Aufwand selbst aus der kritisch zu hinterfragenden Darstellung des Frontier/Randl/Zechner-Gutachtens ein Wert von näherungsweise 5,5% n. St. ableiten. Dieser Wert ist damit bereits rund 1,7%-Punkte höher als die von der Beschlusskammer 4 für Deutschland avisierte Höhe von 3,74% - anders ausgedrückt: **Bereits der weltweite Durchschnittswert nach Frontier/Randl/Zechner liegt 1,5 mal so hoch, wie der seitens der Beschlusskammer vorgesehene Wert.** Auch aus Sicht der BNetzA und ihrer Gutachter ist daher Abstand zur Europäischen „Mittelklasse“ beträchtlich.

Für uns ist das verfahrensseitig und inhaltlich nicht vertretbar, wenn die Beschlusskammer das trotz (erstens) des eigenen Erkennens, (zweitens) der immensen Ergebnisrelevanz und (drittens) der einfachen Berechnungsmöglichkeit weder errechnet noch im Festlegungsentwurf gewürdigt.

Es kann weder politischer Anspruch des „Energiewendeweltmeisters“ Deutschland noch seiner verantwortlichen Fachbehörde sein, dass deutsche Netzbetreiber, die durch Energiewende und Klimaschutz erhebliche Sonderlasten in Europa tragen, bei den Eigenkapitalkosten „unter ferner liefen“ ins Ziel zu kommen. Eigenkapitalkosten in der vorgeschlagenen Höhe stellen letztlich eine Aufforderung an Eigentümer, Investoren und Netzbetreiber dar, doch lieber im Ausland oder in anderen nationalen Sektoren zu investieren. Wie die von der BNetzA herangezogene Datenquelle DMS zeigt, **erwirtschaften risikobehaftete Anlagen / Aktien im langfristigen Mittel zwischen 8 und 9% n. St. (Achtung: Nachsteuerwert).** Das gilt auch in Deutschland und im Rest von Europa. Obwohl erkannt, bleibt auch hier unklar, warum dies von der Beschlusskammer 4 nicht berücksichtigt wird: Warum sollte ein Investor eine (riskante) Anlage in Energienetze wählen, die sich zu 3,7% n. St. verzinst, wenn er im Rest des Marktes bei de facto ähnlichen Risiken zwischen 8 und 9%, also im Ergebnis über 4%-Punkte mehr verdienen kann. **Die Erklärung durch die BNetzA bzw. ihre Gutachter steht aus, ist aber u.E. auch nicht möglich**, was aber die Befassung und kritische Kontrollfrage der Behörde nicht entbehrlich macht, sondern umso mehr erfordert.

Die vorgeschlagenen Eigenkapitalkosten sind nicht risikoangepasst

Eigenkapitalkosten zu bestimmen, ist im Wesentlichen eine Frage der richtigen Abbildung von Wagnissen der Eigenkapitalgeber. Denn im Gegensatz zu Fremdkapitalgebern haben die Eigenkapitalgeber nur Anspruch auf den sog. Residualgewinn. Dem Risiko aus Sicht der Eigenkapitalgeber, auch nichts zu erhalten oder in einzelnen Jahren deutlich weniger als erwartet erhalten, ist durch eine Prämie, den Wagniszuschlag, zu begegnen. Fällt dieser Zuschlag zu niedrig aus, wird der Zufluss von Eigenkapital in die Netze gebremst werden. **Kern des Wagniszuschlags ist dabei die Marktrisikoprämie, die wie die Gutachter der Bundesnetzagentur Stehle / Betzer ausführen, für alle Unternehmen gleich ist (Stehle/Betzer, S. 8).** Das ggf. niedrigere Risiko des regulierten Netzgeschäfts ist über eine geeignete Schätzung des Risikofaktors β abzubilden. **Netze in Deutschland unterscheiden sich aber nicht wesentlich von Netzgeschäft in anderen Ländern der EU (wie etwa Italien oder Frankreich), trotzdem ist die vorgeschlagene Marktrisikoprämie mit 3,7% deutlich niedriger als die Marktrisikoprämie, die die BNetzA selbst in anderen Sektoren wie etwa der Telekommunikation ansetzt.** Sie ist auch niedriger als Werte, die die Gutachter der BNetzA in anderen Verfahren ermittelt oder gestützt haben. **Sie wäre – wenig überraschend – auch die niedrigste Marktrisikoprämie in einem Energienetzsektor in der EU.** Erklärungen hierfür enthält der Festlegungsentwurf nicht und sind u.E. auch nicht plausibel möglich, macht die Befassung deshalb aber auch hier nicht überflüssig, sondern gerade erforderlich.

Hierzu stellt E.ON auch aus der Perspektive der eigenen europaweiten Engagements fest: Wenn überhaupt sind **Netzrisiken in Deutschland relativ gesehen größer als in anderen EU-Staaten, weil die Energiewende weiter fortgeschritten ist und auf einen anderen Ziel-Erzeugungsmix**

abgezielt wird; nun treten noch Klimaschutzanforderungen hinzu. Zudem bedingt der größere Anteil an Produzierendem Gewerbe auf der Seite der Netzkunden deutlich größere Herausforderungen bei der Dekarbonisierung und Elektrifizierung von Betrieben und Unternehmen. Trotz dieser Befunde ist Deutschland beim Wagniszuschlag bzw. der Marktrisikoprämie Letzter. Dies kann nicht so bleiben, schon gar nicht, wenn dies Ergebnis von Nicht- oder Fehlberücksichtigung bzw. begründungslos erfolgt ist.

Finanzierungsverschlechterungen oder gar -gefährdungen bleiben ebenfalls gänzlich unberücksichtigt: Investitionen, die die Lebensfähigkeit der Netze sichern, werden durch die vorgeschlagenen Eigenkapitalkosten nicht gewährleistet

Die vorgelegte BNetzA-Konsultation lässt an keiner Stelle erkennen, dass sich die Bundesnetzagentur und ihre Gutachter mit den mittelfristigen oder gar langfristigen Folgen ihres Vorgehens für die Finanzierbarkeit von Netzinvestitionen und damit mit der auch europaweiten Vorgabe, die Lebensfähigkeit der Netze (dauerhaft) zu gewährleisten, auseinandergesetzt hätten. Entsprechende Analysen, die angesichts der Tragweite der Entscheidung und der voranschreitenden Veränderungen in der Eigentümerstruktur der Netze eindeutig geboten wären, fehlen vollständig. Dies ist umso nachteiliger, als letzte Analysen von Moody's (Sector Comment von 19.07.2021) eindringlich und sehr eindeutig zeigen, dass immenser Rating-Druck für Netzbetreiber entsteht: Denn die zu niedrig bestimmten Eigenkapitalkosten werden zusammen mit der vergleichsweise geringen deutschen kalkulatorischen Eigenkapitalquote schon mit ihrer Festlegung bzw. im Verlauf der vierten Regulierungsperiode einen konkreten und auch immensen Rating-Druck für relevante Netzbetreiber erzeugen. Es geht hier wohlgerne nicht um ein "nur theoretisches" Szenario, sondern um einen bereits jetzt auch für die BNetzA und ihre Gutachter eindeutig erkennbaren und damit nicht nur zu berücksichtigenden, sondern auch zu lösenden Automatismus. So ist die konkrete Einschätzung von Moody's, dass in vielen Fällen die von der BNetzA avisierten Eigenkapitalkosten von nur 4,59% und das angestrebte bzw. sogar bereits in öffentlich-rechtlichen Verfahren unter Beteiligung der BNetzA zugesagte Investitionsvolumen der kommenden Jahre nicht mit einem sog. Investment-Grade vereinbar sind. Auch hier stellt sich die Frage, warum dieses klare Szenario nicht erkannt, nicht gewürdigt und nicht zur Ergebniskorrektur genutzt wird. D.h. absehbar wird es zu einer Situation kommen, in der die Netzbetreiber nicht mehr adäquat investieren können, weil sie schlicht nicht in der Lage sein werden, das hierfür notwendige Fremdkapital aufzubringen oder nur zu durch Risikoaufschläge deutlich erhöhten Kosten. Diese Aufschläge werden aufgrund von Benchmarks etc. dann auch branchenweit (d.h. nicht nur für kapitalmarkt-orientierte Netzbetreiber, sondern für alle, auch im öffentlichen Eigentum stehende Netzbetreiber) zu einer Verschlechterung der Finanzierungsbedingungen führen, weil sich auch Landesbanken, Sparkassen usw. der sich verändernden Risikoeinschätzung nicht entziehen werden können. Es ist daher ein auf der Hand liegendes allgemeines Branchenproblem, kein Problem einzelner Netzbetreiber.

Es ist zwingende Abwägungsnotwendigkeit, dass mittel- und langfristige Prognosen auch in Bezug auf die Refinanzierung und Fehlentwicklungsgefahren im Rahmen des Festlegungsprozesses zu würdigen sind (was bereits fehlt). Aus unserer Sicht müssen gerade die Refinanzierungsgefahren auch durch den Festlegungsentwurf sicher gelöst werden – hier sind weder Ansätze erkennbar, noch ist für uns vorstellbar, wie dies mit einem Wert von nur 4,59% gelingen soll. Dass ein solcher „Refinanzierungs-Teufelskreislauf“ nicht auflösbar ist, rechtfertigt aber nicht den vorgeschlagenen Wert, sondern indiziert ganz im Gegenteil, dass dieser Wert gravierend unzureichend ist. Sicherstellung der Refinanzierung in allen Wechselwirkungen ist Hauptaufgabe des Festlegungsverfahrens und der besonderen Verantwortung der Behörde. Die Refinanzierung darf nicht ungelöst im Raum stehen bleiben.

Es ist auch und gerade auf Basis der erst kürzlich ergänzten Vorgaben des § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG unbedingt geboten, die Eigenkapitalkosten so festzulegen, dass eine dauerhafte Finanzierbarkeit der absehbar hohen Investitionen erreicht wird. Dies ist nebenbei auch neue gesetzliche Anforderung und damit auch durch die bisherige BGH-Rechtsprechung noch nicht gewürdigt - oder kurz: **§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG erfordert eine Neubewertung und Neuausrichtung von Festlegungsprozess und Beurteilungen durch die BNetzA.**

Wie oben bereits ausgeführt, ist ein Unterschreiten des sog. Investment-Grade durch einzelne Netzbetreiber der Auslöser dafür, dass die Kreditrisikozuschläge für alle Unternehmen steigen. Zudem könnten beim Erreichen eines Non-Investment-Grades also eines "Ramsch-Status" zahlreiche institutionelle Investoren (Versicherungen und andere Kapitalsammelstellen) nicht mehr in der Lage und aufgrund ihrer Investitions- und Risikovorgaben auch von vorneherein daran gehindert sein, Mittel für die Finanzierung von Energieinfrastrukturen zur Verfügung zu stellen. Die Eigenkapitalkosten zu niedrig festzulegen, wie es die BNetzA beabsichtigt, wird sich daher vor dem Hintergrund der investiven Herausforderungen als **Bumerang erweisen - die Netzkunden zahlen letztlich nicht weniger, sondern bereits in kurzer Zeit sogar mehr für den Erfolg der Energiewende.** Sofern das Projekt Energiewende nach einer jetzt drohenden verlorenen vierten Regulierungsperiode überhaupt noch zu retten sein wird.

Herausforderungen der Energiewende und Risiken des Systemumbaus bedingen Notwendigkeit einer angepassten Bestimmung der Eigenkapitalkosten; Klimawende insgesamt nicht berücksichtigt

Eine Anpassung des Festlegungsentwurfs und ein substantielles Anheben der bisher seitens der Gutachter genannten Werte erscheint aber auch aus anderen Gründen als der **reinen Anwendungslogik des CAPM** bzw. zur **Beseitigung diverser Inkonsistenzen** in der bisherigen Anwendung des CAPM (s.u.) durch die BNetzA erforderlich. Denn der indirekt durch Verweis auf die Gutachten zur Konsultation gestellte Wert von 4,59% v. St. ist ungeeignet, um den Herausforderungen der Jahre 2023/2024 bis 2028/2029 gerecht zu werden.

Dies gilt vor allem mit Blick auf die für ein Gelingen der Energie- und Klimawende dringend benötigten Investitionen. Diese sind in einer wissenschaftlichen Studie im Auftrag von E.ON im Jahr 2020 mit Blick auf Strom über 110 Mrd. € nur in den Verteilnetzen bis 2050 beziffert worden.¹ Dabei ist zu bedenken, dass der genannte Wert ermittelt wurde, bevor sich aus der verschärften Klimagesetzgebung des Jahres 2021 neue, zusätzliche Anforderungen an die Verteilnetze ergeben haben, so dass sogar noch mit relevant höherem Investitionsbedarf zu rechnen ist.

Schon allein mit der Energiewende steigt der Umfang der Betriebsrisiken immens: Um nur wenige Beispiele zu nennen, schon Systemumbau, wachsende Versorgungsaufgaben, Sektorkopplung und Digitalisierung machen das Netzgeschäft schnelllebig und komplexer. Interessen von immer mehr Marktteilnehmern sind in Ausgleich zu bringen. Tradierte Technik und innovative Lösungen müssen im Massengeschäft perfekt zusammengeführt werden. Netzbetreiber stehen im Wettbewerb um Eigen- und Fremdkapital, aber auch Personal und Dienstleistungen. **Gerade innerperiodisch steigende Kosten** für Tiefbau (hier stehen Netzausbau und Breitbandoffensive im Wettbewerb), Personal, Digitalisierung, dürfen aufgrund des regulatorischen Budgetsystems (Basisjahrlogik) nie oder nur verspätet eingepreist werden.

¹ Studie der RWTH Aachen und Frontier Economics zum volkswirtschaftlichen Wert der Stromverteilnetze, 2020.

Für Gas gilt daneben: Investitionen und umfangreiche Umbaumaßnahmen werden auch erforderlich sein, um das Potenzial der vorhandenen Gasnetze beim Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft sowie bei der sozialverträglichen Gestaltung einer CO₂-neutralen Wärmeversorgung zu nutzen. Gleichzeitig bedingt der zur Erreichung von „Net-Zero“ langfristig absehbare Ausstieg aus der Erdgasnutzung zusätzliche Risiken für Investitionen in Gasinfrastruktur.

Der notwendige Aus- und Umbau unserer Energieinfrastruktur erhöht also die Risiken und erfordert enorme Investitionen.

Hier ist ein Irrtum zu vermeiden: **Nicht diese Investitionen sind die volkswirtschaftlich relevanten Kostentreiber auf dem Weg in die Null-Emissionen-Gesellschaft. Ganz im Gegenteil: Der wahre Kostentreiber wäre gerade umgekehrt das Ausbleiben der Investitionen.** Denn ohne diese Investitionen gilt: Regional produzierter Grünstrom müsste immer häufiger abgeregelt und unter Verwendung z.B. teurer Brennstoffe aus Gaskraftwerken ersetzt werden, Elektroautos könnten zunehmend nicht bedarfsgerecht aus dem Netz geladen werden. Elektromobilität und Wärmepumpen werden für die an unsere Netze angeschlossenen Haushaltskunden aber wichtige Technologien zur Dekarbonisierung, die nur über die Stromverteilnetze in das Energiesystem integriert werden können. Dabei sind diese Technologien elementar für das kostenoptimale Erreichen der CO₂-Minderungsziele im Bereich Verkehr und Gebäudewärme.

Zu gering festgesetzte Eigenkapitalkosten führen daher zur Verhinderung, mindestens aber zu relevanten Verzögerung von notwendigem Netzausbau. Verzögert sich also der Netzausbau aufgrund sehenden Auges zu niedrig festgesetzter Eigenkapitalkosten, spart das keine Kosten für den Kunden, sondern verursacht unnötige zusätzliche Belastungen für unsere Kunden. Beispiele liegen auf der Hand und werden ohne signifikante Korrektur des Festlegungsentwurfs weiter zunehmen: Allein 2019 entstanden in Deutschland über 1,2 Mrd. € Engpassmanagementkosten (1,12 Mrd. ÜNB, 80 Mio. VNB), die durch den Kunden bezahlt und nicht in den notwendigen Netzausbau fließen konnten. **Allein mit Blick auf einen verzögerten Ausbau der Stromverteilnetze können diese Kosten bis 2050 auf einen jährlichen „Schaden“ von über 4 Milliarden Euro ansteigen.** Geld, das der Energiewende nicht im Mindesten nützt. Dieser konkret drohende Schaden steht in keinerlei Verhältnis zu den etwaigen kurzfristigen Einsparungen durch "ausfallende" Investitionen in den Netzausbau infolge zu niedriger Eigenkapitalkosten.

Diese negativen Langfristentwicklungen muss die BNetzA schon jetzt berücksichtigen. Der Grund ist sehr einfach: Denn es ist genau die laufende EK-Zins-Festlegung für die vierte Regulierungsperiode, die die Ursache für diese Kostenexplosion ab 2050 bilden wird, wenn sie mit dem avisierten Wert von 4,59% erlassen wird. Und negative Effekte der drohenden Fehlsteuerung werden schon vorher durchschlagen: Denn zur Erreichung der nach dem BVerfG-Urteil verschärften Klimaschutzziele der Bundesregierung wird sich laut einer Studie im Auftrag der Agora Energiewende² die installierte Kapazität der erneuerbaren Erzeugung bereits bis 2030 mehr als verdoppeln, bis 2045 nahezu verfünffachen müssen. **Ferner werden bis 2030 bis zu 14 Mio. Elektroautos aus den Stromverteilnetzen geladen werden. Hierzu ist klar festzustellen: Von nichts, kommt nichts! Die Netze haben nach vielen Jahren Energiewende keine Reserven mehr. Quasi alle Anforderungen, die in den kommenden Regulierungsperiode zusätzlich zu erfüllen sein werden, bedingen daher zusätzliche Kapazitätsbedarfe.**

² Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende

Fehlsteuerungen durch zu geringe Zinsfestlegungen sind im Zeitverlauf nicht mehr heilbar und werden zu massiv überproportionalen Nachteilen führen. Zudem werden Ende der vierten Regulierungsperiode die 2030er Jahre zum Greifen nah sein und Voraussetzungen technisch-kapazitiver Art, die bis dahin nicht geschaffen wurden, umso mehr in den folgenden Jahren fehlen.

Solche Szenarien sind keinesfalls nur „Zukunftsmusik“: Wie das BMVI am 21.07.2021 vermeldet hat, sind durch Bürgerinnen und Bürger inzwischen **620.000 Förderanträge im Zusammenhang mit der Errichtung privater elektromobiler Ladeinfrastruktur eingereicht worden**, und das entsprechende KfW Programm wurde gleichzeitig **um weitere 300 Mio. € aufgestockt**.³ Die Verkehrswende kommt im wahrsten Sinne des Wortes ins Rollen. Hinzu kommen die 1000 Schnellladepunkte, die das BMVI ebenfalls zur Errichtung ausgeschrieben hat und deren **hohe individuelle Leistungsanforderung neue Mittelspannungsanschlüsse in ähnlicher Anzahl bedingen muss. Die Verkehrswende ist ohne funktionierende und moderne Stromnetze und deren Betreiber nicht zu schaffen.** Dabei ist zu bedenken, dass bisher nur das erste Etappenziel erreicht wurde: Wie BMWi, BMVI und BMU am 02.08.2021 per Pressemitteilung verbreitet haben, fahren inzwischen tatsächlich **1 Mio. voll- und teilelektrische Fahrzeuge in Deutschland**. Dabei war das Wachstum zwischen 2020 und 2021 mit +60% exponentiell.⁴ **Sollen die o.g. 14 Mio. Fahrzeuge in 2030 erreicht werden, muss es auch in Zukunft bei exponentiellem Wachstum bleiben.** D.h. in den kommenden neun Jahren müssen jedes Jahr mehr Fahrzeuge in den Markt und an das Netz als in den vergangenen zehn Jahren insgesamt. Das Bundesverkehrsministerium führte hierzu aus: „Das schaffen wir nur, wenn die Rahmenbedingungen stimmen.“⁵ – diesem Befund kann und muss sich E.ON anschließen und zugleich feststellen, dass die Rahmenbedingungen bei den Eigenkapitalkosten für Energienetze (noch) nicht stimmen und bisher avisierte Werte ungeeignet sind, die Verkehrswende zu befördern.

Gefahren von „zu viel Netzausbau“ bestehen von vorneherein nicht bzw. sind zu vernachlässigen: Steigende Kosten in Folge von „zu viel Netzausbau“ würden hingegen nur einen Bruchteil der möglichen Folgekosten von strukturell zu geringen Investitionen bedeuten. Allein aus praktischen Gründen (Personal, Tiefbaukapazitäten, Genehmigungen etc.) ist es zudem unwahrscheinlich, dass überhaupt „zu viel Netz“ in relevantem Umfang projektiert und gebaut werden könnte.

Kurzfristige Einsparungen stehen in keinem vertretbaren Verhältnis zu den Risiken: Darüber hinaus lässt sich grob abschätzen, dass die im Festlegungsentwurf avisierte Absenkung der Eigenkapitalkosten für einen **durchschnittlichen Haushalt in Deutschland gerade einmal eine Entlastung der Stromkosten von weniger als 1% bedeuten würde.** Diese Entlastungen wären zudem nur kurzfristiger Natur und würden auf Kosten unverhältnismäßiger Mehrkosten in den Folgejahren erkaufte, insbesondere unter Betrachtung der enormen Risiken, die aus einer unterfinanzierten Infrastruktur erwachsen.

Regulierung sollte daher bei der Festlegung der Regulierungsparameter diesen überragenden Systemwert der Stromverteilnetze sowie die Asymmetrie der Folgekosten von Unter- und

³ Vgl. <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2021/076-scheuer-wallbox-foerderung-verlaengert.html>. Täglich wurden nach Angabe des BMVI ca. 2.500 Anträge eingereicht. Bei einer maximalen Förderung von 900 € pro Ladepunkt sind folglich weitere 330.000 Ladepunkte förderbar.

⁴ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/08/20210802-erstmal-rollen-eine-million-elektrofahrzeuge-auf-deutschen-strassen.html>

⁵ Ebenda.

Überinvestition berücksichtigen. Sie muss auf alle Fälle eine Unterfinanzierung verhindern und im Zweifel zwingend „investitionsfreundlich“ sein, und nicht – wie zumindest der aktuelle Festlegungsentwurf - investitionsverhindernd.

Auch zwei weitere Irrtümer, die in der öffentlichen Diskussion oftmals anzutreffen sind, müssen ausgeräumt werden:

Senkungen des Eigenkapitalzinses sind nicht – wie oftmals in den Raum gestellt - durch sinkende Kapitalmarktzinsen gerechtfertigt. **Denn die Kapitalmarktzinsen sind seit 2016 (d.h. seit der letzten EK-Zinsfestlegung) weitestgehend stabil.** Legt man also die Kapitalmarktzinsentwicklung seit der letzten Festlegung zugrunde, müsste der EK-I-Zins sogar bei 6,91% bleiben, dürfte jedenfalls nicht weiter fallen.

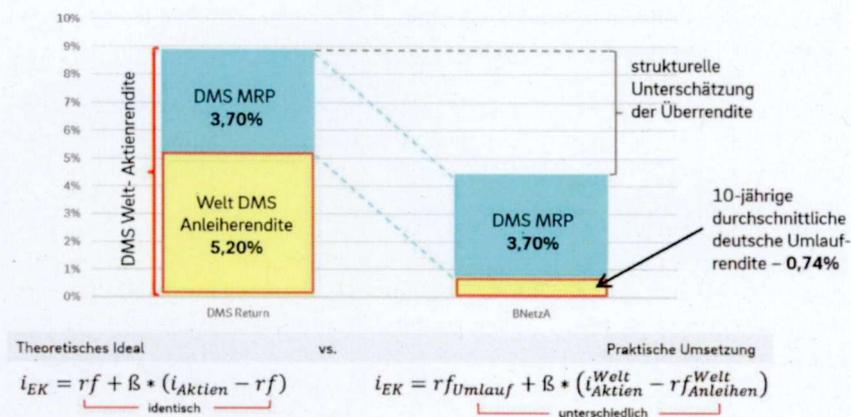
Insofern ist auch das Argument, die andauernde Niedrigzinsphase rechtfertige deutlich niedrigere Eigenkapitalkosten in der vierten Regulierungsperiode, nicht zutreffend. Zweifelsfrei befinden sich die Zinsen bei Sparbüchern und bspw. die Baukreditzinsen in einer historischen Niedrigphase. Trotz dieses Befundes ist der Vergleich von Sparzinsen oder Kosten privater Baukredite mit den Eigenkapitalkosten der Netzbetreiber aber nicht zielführend und letztlich unzulässig. Um es vereinfacht zu sagen: **Netzbetreiber sind systemrelevant, leisten einen durch nichts zu ersetzenden Beitrag zur Daseinsvorsorge, bilden damit die Grundlage des Wachstums in anderen Sektoren der Volkswirtschaft und sind das Rückgrat der Energiewende.** Diese Eigenschaften können seriös weder Sparbüchern noch Baukrediten zugeschrieben werden. Die implizite Annahme, es handle sich bei Netzen und Sparbüchern bzw. Baukrediten eigentlich doch um dieselbe Sache, geht daher fehl.

Zudem werden die falschen Zahlen verglichen: Denn 4,59% v. St. ist im Übrigen geschönt: Dieser entspricht einem „Effektiv-Zins“ (sog. WACC) von nur 2,2% n. St., der den Unternehmen wirklich zur Verfügung stehen würde – dies relativiert weiter den Vergleich zu Sparbüchern und Baukrediten.

Die Festlegungsmethodik der vergangenen Regulierungsperioden hat sich überlebt

Die spezifische Interpretation des CAPM Modells – von der BNetzA und ihren Gutachern auch „globales/ internationales“ CAPM⁶ genannt – hat sich überlebt. Eine fachlich anspruchsvolle und verantwortungsvolle Zinsfestlegung kann doch nicht – wie in den vergangenen bzw. laufenden Regulierungsperioden - auf der vom BGH angedeuteten Prämisse beruhen, dass sich unterschiedliche Fehler und Inkonsistenzen noch immer ausgeglichen haben. Jeglicher Puffer in dieser Hinsicht ist mit Blick auf die vierte Regulierungsperiode aufgebraucht. Wie die folgende Abbildung zeigt, besteht das Problem des überkommenen BNetzA-Standardvorgehens darin, dass **das Missverhältnis zwischen dem zehnjährigen Durchschnitt der Umlaufrendite (zur vierten Regulierungsperiode 0,74%) und der weltweiten DMS Anleihenrendite immer weiter zunimmt.**

⁶ Aus Sicht von E.ON gibt es ein in der hier zu diskutierenden Frage relevantes „globales“ CAPM.



Die linke Säule der Abbildung zeigt die Welt-Aktienrendite in arithmetischer Rechnung (ca. 9%), die auch aus Sicht von E.ON auf Basis von DMS zutreffend bestimmt zu sein scheint. Der ermittelte Wert liegt in der Nähe von Aktienrenditen, wie sie aktuell auch mit anderen Modellen zur Bestimmung der Marktrisikoprämie – etwa Dividendenwachstumsmodell etc.) geschätzt werden. Hiervon wird im Ansatz der BNetzA und ihrer Gutachter die Welt-Anleihen-Rendite (5,2%, gelbe Box) in Abzug gebracht. Hieraus ergibt sich eine DMS Überrendite „Aktien gegen Bonds“ (blaue Box in der Abb.) von (nur) 3,7%. Dieser Wert ist offensichtlich und unbestreitbar keine MRP, denn es gibt keine risikolosen Anlagen, die über 5% verzinsen.

Das Vorgehen der zuständigen Beschlusskammer 4 und ihrer Gutachter bleibt dabei keineswegs folgenlos – im Gegenteil hat es wesentliche materielle Konsequenzen:

- Der arithmetisch ermittelte „Korrekturbetrag“ aus DMS ist mit rund 5,2% höher als das Endergebnis der gesamten Kapitalkosten-Kalkulation nach Steuern und ebenfalls deutlich höher als der risikolose Zins nach NEV (0,74%), was von vorneherein keiner Plausibilitätskontrolle standhalten kann.
- Auch wenn die Bestimmung von Kapitalkosten kein exaktes Messverfahren ist, kann eine solche Differenz der Werte nicht sachgerecht sein und bedarf der Korrektur.
- Dem steht im Gegensatz zu der für uns nicht belegten und auch nicht belegbaren Behauptung der Gutachter auch nicht entgegen, dass auch die Aktienrenditen auf die sinkenden Zinsen reagiert haben sollten. Denn einen solchen Gleichlauf zeigen die DMS Daten erkennbar nicht (s.u.).

Der Abzug ist dabei größer als das Gesamtergebnis der Bestimmung der Eigenkapitalkosten v. St – die überhöhte Welt-Anleihen-Rendite wird damit zum entscheidenden Faktor des ganzen Festlegungsverfahrens. Kein anderes Element der CAPM Formel nimmt so entscheidenden Einfluss auf das Ergebnis.

Dies ist aber auch verfahrens- und begründungsrelevant: Ein Umstand der umso bemerkenswerter ist, als die Einzeldaten weder im Gutachten Frontier/Randl/Zechner genannt worden sind, noch von der Beschlusskammer ausreichend benannt, erläutert oder hinsichtlich ihrer enormen Wirkung reflektiert und abgewogen werden. Ein Befund, der aus Sicht von E.ON an der Gerichtsfestigkeit zweifeln lässt. Wie bereits ausgeführt, kann es für eine derart zukunftsrelevante Festlegung und für die Fachkompetenz der BNetzA bereits im Ansatz nicht der Maßstab sein, ob ein Gericht ggf. "Fehler als ausgeglichen" angesehen könnte. Die vorgenannten Plausibilisierungszweifel legen aus unserer Sicht stattdessen nahe, dass das CAPM der BNetzA mit

Blick auf die vierte Regulierungsperiode fehlspezifiziert ist und insofern auch gar nicht zu einem angemessenen und wettbewerbsfähigen Ergebnis führen kann.

Hätten die Gutachter recht, würden im deutschen Aktienmarkt im dauerhaften Durchschnitt gerade mal 4,44% n. St. verdient.⁷ Der genannte Wert wird in der Realität der Unternehmensgewinne über alle Branchen allerdings deutlich übertroffen⁸. Ein weiteres starkes Indiz, dass die Marktrisikoprämie zu niedrig abgeschätzt wurde.

Insoweit die Gutachter Frontier/Randl/Zechner andeuten, die Bondrendite bei DMS sei nicht überhöht bzw. wenn es zu einem erhöhenden Effekt gekommen sei, so sei dieser symmetrisch gewesen, d.h. auch in der Aktienrendite festzustellen (Frontier/Randl/Zechner, S. 97 unter Verweis auf ein Working Paper von Binsbergen), kann dieser Logik nicht gefolgt werden. Ganz im Gegenteil kann mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass diese **Einschätzung eine unzulässige Fehlinterpretation von DMS darstellt**. Vielmehr ist festzustellen, dass die seitens der Gutachter favorisierten DMS Daten diesbezüglich ein völlig anderes Bild zeichnen.

DMS geben in ihrer Studie reale Renditen für bestimmte Zeitabschnitte ihre 121-jährigen Studie an, die zeigen, dass Anleihen zwischen 1971 und 2020 deutlich stärker von sinkenden Zinsen und niedrigen Inflationsraten profitiert haben als Aktien.

Zeitraum	1900-2020	1971 – 2020	2001-2020
Anlageklasse			
Aktien	5,3%	6,0%	4,8%
Anleihen	2,1%	5,0%	5,1%

Reale Renditen von Anleihen und Aktien laut DMS in unterschiedlichen Zeiträumen⁹

Bei den Werten in der Tabelle handelt es sich um reale geometrische Werte, d.h. Schätzungen am unteren Rand der Bandbreite, von denen seitens DMS die relevante US Inflation im fraglichen Zeitraum abgezogen wurde. Aufgrund der geometrischen Darstellung ist ein einfaches Bild von Differenzen nicht möglich. **Trotzdem zeigen die DMS Daten deutlich, dass Anleihen in den letzten 50 Jahren (und damit in über 40% des zu betrachtenden Zeitraums von 1900-2020) aber auch noch in den letzten 20 Jahren deutlich besser abgeschnitten haben, als dies angesichts des langfristigen Durchschnittsertrags von 2,1% zu erwarten war.**¹⁰ Anleihen haben laut DMS zudem in den genannten Zeiträumen teilweise sogar besser (!) besser performt als Aktien.¹¹ Auch Aktien waren in den vergangenen 50 bzw. 20 Jahren ein gutes Investment – sie haben sich aber

⁷ Der genannte Wert ergibt sich, wenn in das CAPM der BNetzA ein β von 1 eingesetzt wird, was bedeuten würde, dass das Analyseobjekt exakt die Marktrendite erwirtschaftet ($0,74\% + 1 \cdot 3,7 = 4,44\%$).

⁸ KPMG, Cost of Capital Study 2020, Abschnitt 3.5, der für Deutschland einen Return on Equity > 8% zeigt.

⁹ Vgl. als Quelle der hier reproduzierten Daten Abbildung 131 auf S. 200 der 2021er Version des DMS Global Investment Returns Yearbook.

¹⁰ Dabei ist zu bedenken, dass der Wert von 2,1% selbst durch die über 50 Jahre währende gute Performance von Anleihen-Investments selbst überhöht ist.

¹¹ In den fraglichen Zeiträumen war die Überrendite Aktien vs. Anleihen also negativ, was mit der Idee einer positiven Risikoprämie unvereinbar ist.

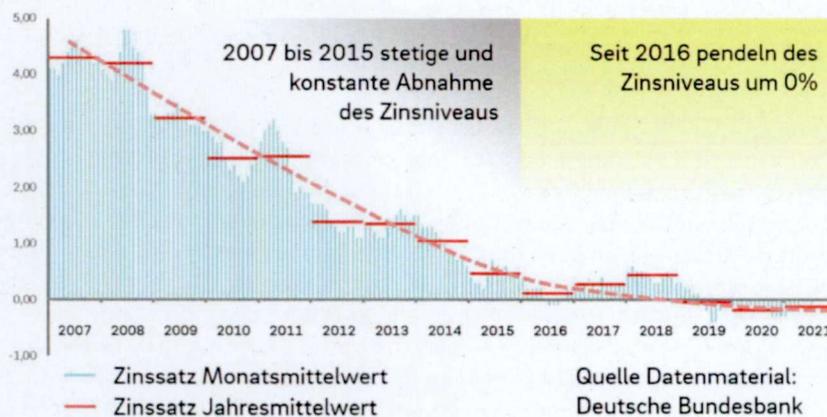
nicht derart weit von ihren langfristigen Durchschnittserträgen entfernen können. In den letzten 20 Jahren waren sie zudem in realer Rechnung unterdurchschnittlich. Es ist daher davon auszugehen, dass wenn es einen Effekt aus sinkenden Zinsen und niedrigen Inflationsraten auf die Aktienrenditen gegeben hat, dieser mit hoher Wahrscheinlichkeit (und vor allem mit Blick auf die sinkende Inflation) aber kleiner war als derjenige bei Anleihen.¹² Die strukturell besseren Renditen der Anleihen senken aber die historische Überrendite Aktien vs. Anleihen in einem insgesamt zwingend korrekturbedürftigen Ausmaß. **Entsprechende Korrekturen sind durch die Gutachter dem Ausmaß nach zu bestimmen und durch die Beschlusskammer festzulegen, was nicht erfolgt ist.**

Prognostische Aufgabe der Festlegung mit Leben füllen, makroökonomisches Umfeld richtig interpretieren

Die Festlegung von kalkulatorischen Eigenkapitalkosten stellt vor allem auch und nicht zuletzt eine **prognostische Aufgabe** dar, der die **Beschlusskammer sich nicht durch ein angeblich gerichtsfestes Standardvorgehen entziehen kann**. In diesem Zusammenhang kommt zwei Aspekten eine besondere Bedeutung zu: Der Einschätzung des Zinsumfelds und der makroökonomischen Gesamtlage.

Zum Zinsumfeld in den Jahren von 2007 bis 2021

Nach Jahren des Zinsrückgangs zwischen 2007 und 2016 zeigt sich **seit der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die 3. Regulierungsperiode im Jahre 2016 ein nahezu unverändertes Zinsniveau**. Deutlich wird dies beispielsweise an der Umlaufrenditen festverzinslicher Schuldverschreibungen inländischer Emittenten, deren zehnjähriger Durchschnitt als Basiszins im Festlegungsentwurf berücksichtigt wird.



Insofern irrt sich die Beschlusskammer mit der Höhe der Zinssätze im Festlegungsentwurf. **Ebenso irritiert die Aussage der BNetzA bei der Eröffnung der Konsultation, wonach die gesunkenen Zinssätze das geringere Zinsniveau an den Kapitalmärkten widerspiegeln würde.** Die

¹² Diese Überlegung erscheint auch ökonomisch sinnvoll, weil für zahlreiche Unternehmen eine makroökonomische Umgebung mit höheren Inflationsraten eher geeignet sein dürfte, nominal stärker wachsende Unternehmensgewinne zu erwarten.

Entwicklung zeigt deutlich, dass sich das Zinsumfeld selbst und die daraus abgeleitete Kapitalkostenerwartung seit der letzten Festlegung 2016 nicht mehr signifikant geändert hat, was keinen Spielraum für weitere Absenkungen bietet. Es sollte daher auch nicht anders suggeriert werden.

Im Gegenteil mehren sich die Zeichen für eine Zinswende: So ziehen bspw. auch die privaten Bauzinsen und Zinsen für Unternehmenskredite wieder an. Hohe Inflationsraten in der zweiten Jahreshälfte 2021, die begonnene sukzessive Anhebung des Inflationsziels durch die EZB lassen in Zukunft höhere Preissteigerungsraten erwarten; hinzu treten weltweit feststellbare bzw. angekündigte Erhöhungen von Leitzinsen. **All dies lässt ebenfalls eine Steigerung der Kapitalkosten vermuten.**

Aktive und potenzielle Investoren agieren deshalb zunehmend zurückhaltend in Deutschland aufgrund der durch den Festlegungsentwurf absehbaren sinkenden Eigenkapitalverzinsung in der 4. Regulierungsperiode. Dies können wir aus eigenen Erfahrungen bestätigen. Investoren lassen sich viel Zeit zur Prüfung und verweisen ausdrücklich auf Prüfung der Ergebnisse des Festlegungsverfahrens zu den Eigenkapitalzinsen. Zu Beispielen sind wir jederzeit gegenüber der BNetzA auskunftsfähig.

Bei den Investoren arbeiten zudem hochspezialisierte Analysten, die zu dem klaren Schluss kommen, dass die Energiewende hierzulande in Anbetracht des enormen Kapitalbedarfs nur mit auskömmlichen Investitionsbedingungen für die Netze gelingen kann. **Investoren engagieren sich in der festen Überzeugung, dass Politik ihre eigenen Klimaschutzziele ernstnimmt und die Regulierungsbehörden ihre Verantwortung im Rahmen des Regulierungsermessens wahrnehmen werden.**

Sollte diese Erwartungen durch die kommenden Festlegungen der Bundesnetzagentur für die 4. Regulierungsperiode enttäuscht werden, so ist mit einem **Abwandern aktiver und potenzieller Investoren zu rechnen – das Vertrauen in die deutsche Netzregulierung würde nachhaltig beschädigt.**

Ein weiterer Irrtum ist oftmals anzutreffende fehlerhafte Suggestion, Eigenkapital sei problemlos und nahezu unbegrenzt durch Fremdkapital ersetzbar. Insgesamt ist eine problematische Tendenz erkennbar, Eigenkapital als schlechtere, bisweilen sogar unerwünschte Form der Finanzierung im Vergleich zu Fremdkapital anzusehen. **Dabei ist es nicht beliebig möglich, Eigenkapital durch Fremdkapital zu substituieren bzw. führt eine verringerte Eigenkapitalquote zu einem erhöhten Ausfallrisiko und damit zu steigenden Fremdkapitalzinsen.** Im Rahmen der Anreizregulierung werden Fremdkapitalkosten in der anfallenden Höhe durch die Netznutzer erstattet. Ein Regulator, der einen zu niedrigen Eigenkapitalzinssatz festlegt und statt dem optimalen Finanzierungsmix aus Eigen- und Fremdkapital den Investitionsbedarf allein durch Fremdkapital erfüllen möchte, hätte damit im Sinne der Netzkunden nicht nur langfristig, sondern bereits sehr kurzfristig "mit Zitronen gehandelt", da die **Netzkunden den Risikoaufschlag für Fremdkapital über ihre Netzentgelte ausgleichen müssen.**

Der Grad des Vertrauens in die Regulierungsbehörde ist insgesamt mittlerweile ein entscheidender Faktor für Investitionsentscheidungen einerseits, aber auch für Refinanzierungskonditionen am Kapitalmarkt andererseits. In diesem Kontext sind Netzbetreiber bereits heute stark dadurch belastet, dass das **Vertrauen von Rating-Agenturen in die deutsche Regulierung stark belastet** ist. Schon jetzt bewertet die Rating-Agentur Moodys das deutsche regulatorische System in Bezug auf seine Stabilität und Vorhersagbarkeit nur mit der drittbesten möglichen Note (A). Im SECTOR COMMENT vom 19. Juli 2021 zeigt Moodys ebenfalls, dass sich Deutschland in

der vierten Regulierungsperiode mit einem von der BNetzA vorgeschlagenen EK-Zins von 4,59% (dies entspricht 3,74% nach Steuern) deutlich von den anderen relevanten EU-Staaten (etwa Frankreich) sowie dem Vereinigten Königreich und den dort jeweils geltenden EK-Zinsniveaus entfernen würde. **D.h. es besteht die realistische Gefahr, dass sich die Bewertung der deutschen Regulierung bei der vorgeschlagenen EK-Zinssenkung auf 4,59% weiter deutlich verschlechtert.** Eine weitere Verschlechterung der Einschätzung der deutschen Regulierung durch die Ratingagenturen wird **zwangsläufig auch zu einer Verschlechterung der Konditionen für die Kapitalbeschaffung der Netzbetreiber führen.**

Exhibit 3

Allowed equity returns (nominal, post-tax) for European electricity network companies in 2021 and forecast for 2023

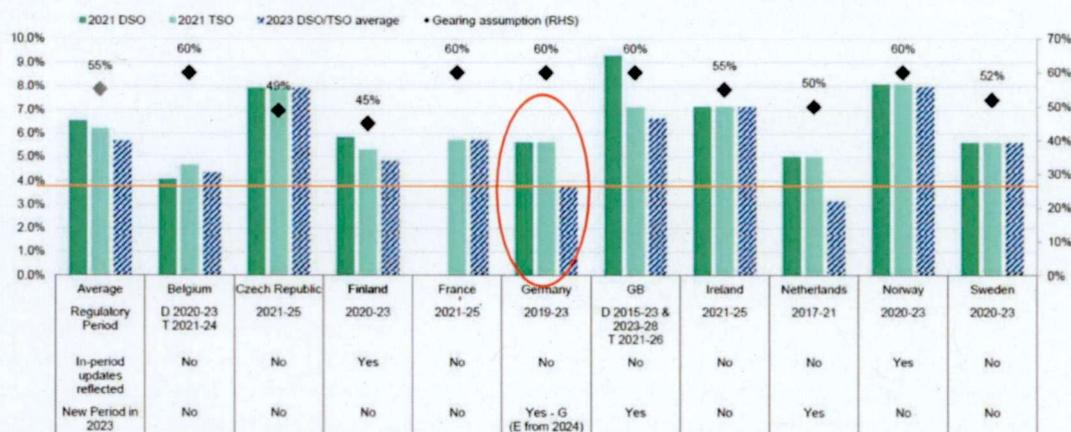


Chart excludes measures that increase overall allowed return, for example 'aiming up' in Ireland. Where allowed equity returns have been set in real terms, these values have been converted to nominal terms using long-run inflation targets (that is 3% for Great Britain - GB historically, and 2% for GB forward view and Ireland) or inflation as specified by the regulator (Netherlands and Sweden). Gearing assumptions reflect the regulatory gearing levels assumed to calculate a weighted average cost of capital (Finland assumes 50% for electricity transmission and 40% for electricity distribution; the 45% level shown above is the midpoint of these).
Source: Moody's Investors Service and regulatory data

Die Attraktivität anderer Regulierungssysteme wird z.T. noch durch andere Faktoren weiter erhöht: So werden höhere EK-Zinsen teilweise auf geringere Fremdkapital-Quoten (FK < 60%) angewandt (bspw. Irland, Niederlande,). D.h. international wird teilweise Eigenkapital in relativ größerem Umfang verzinst. Diesen weiteren Nachteil des deutschen Systems zeigt die Moody's Grafik nicht direkt. Diesbezüglich verweist E.ON explizit auf den NERA Vergleich für BDEW, der beide Informationen – niedrige Eigenkapitalkosten und vglw. niedrige EK-Quote – in einer einzigen Zahl für die jeweils in einem Land gewährten Eigenkapitalkosten verdichtet. Dieser Vergleich zeigt deutlich: Deutschland wird mit dem vorgeschlagenen 3,74% n. St zum Schlusslicht in Europa.

Ermessensspielräume sind ausgewogen zu nutzen, und nicht ausschließlich zu Lasten von Netzbetreibern. Die BNetzA kann und muss dies alles bei der Ausübung ihres weiten Ermessensspielraums dringend berücksichtigen, anstatt ihre Rolle zu einseitig als erklärter „Konsumentenanwalt“ zu gestalten. Nach europäischen und auch deutschen Vorgaben fokussiert sich der Auftrag der BNetzA nicht allein auf Verbraucherschutz. Insbesondere sollte die BNetzA Verbraucherinteressen nicht allein in Netzentgeltsenkungen übersetzen. Verbraucher haben Interesse an langfristig sicheren und modernen Strom- und Gasnetzen. Ein unterbliebener, verzögerter oder falsch finanzierter Netzausbau wird die Netzkunden mittel- und langfristig überproportional und sehr deutlich belasten. Auch dieser Teil der überproportionalen späteren Verteuerung ist im Rahmen des Verbraucherschutzes zu berücksichtigen.

Fehlender Methodenpluralismus gefährdet sachgerechte Ermittlung der Marktrisikoprämie

Die Marktrisikoprämie kann nicht direkt gemessen werden, sondern muss aus beobachtbaren Renditen am Aktienmarkt abgeleitet werden. Dabei gilt aber immer die auch seitens der BNetzA Gutachter Stehle und Betzer explizit bestätigte Logik, wonach es **nur EINE Marktrisikoprämie gibt** und diese in der methodischen Anwendung des CAPM für alle Unternehmen gleich anzusetzen ist.¹³ Um die Marktrisikoprämie zu schätzen, stehen **unterschiedliche Ansätze zur Verfügung, die vergangenheitsorientiert oder zukunftsgerichtet** sein können. Die Beschlusskammer hält in ihrem Festlegungsentwurf allerdings an ihrer bisherigen Auffassung ohne Weiterentwicklung fest, dass allein die Methode der sog. „historischen Überrenditen“ – konkret der Datensatz, den die Professoren Dimson, Marsh und Staunton jährlich publizieren, geeignet sei, die Marktrisikoprämie zu bestimmen. Bezüglich der Kritik daran, wie die Beschlusskammer und ihre Gutachter zu diesem Schluss gelangen, sei nochmals explizit auf die BDEW Stellungnahme verwiesen.

Aus Sicht E.ON ist der Umstand bedeutend, dass sich – scheinbar unberücksichtigt von der BNetzA - der **Stand der Wissenschaft seit der letzten Festlegung relevant verändert und fortentwickelt hat**. Dies zeigt auch eine Analyse von Prof. Bernhard Pellens (Ruhr Universität Bochum) für E.ON. Ergänzend zu der in der BDEW Stellungnahme bereits dargelegten aktuellen anerkannter Literatur ist auch Professor Pellens bei seiner Analyse der unterschiedlichen Ansätze zu dem Schluss gekommen, dass gerade für Regulierungszwecke die **intersubjektive Nachvollziehbarkeit** sowie die **konzeptionelle Konsistenz der Eigenkapitalkostenermittlung** wichtige Kriterien darstellen, um einen ökonomisch fundierten und für alle Beteiligten transparent ermittelten Zinssatz festlegen zu können.¹⁴

Da die Eigenkapitalkosten für einen künftigen Fünfjahreszeitraum und für alle deutschen Netzbetreiber einheitlich festgelegt werden, sind dabei pauschalisierende Annahmen unvermeidbar. Gleichwohl sollten entsprechende Pauschalisierungen immer vor dem Hintergrund einer angestrebten marktgerechten und insoweit risikoadäquaten Eigenkapitalverzinsung vorgenommen werden. Dies bedingt, dass **nicht nur auf einen einzigen Ansatz zur Ermittlung der Marktrisikoprämie abgestellt werden sollte**. Dies betrifft insbesondere den trade-off der Anwendung von Modellen zur Schätzung historischer und impliziter Marktrisikoprämien.

Die BNetzA-Gutachter (z.B. Stehle/Betzer und in deren Folge Frontier/Randl/Zechner) haben auf eine **Weiterentwicklung des bisher verwendeten Ansatzes der historischen Überrenditen verzichtet**. Sie unterscheiden sich damit vom Vorgehen vieler internationaler Regulierungsbehörden, die auf eine Qualitätsverbesserung der Ermittlung der MRP setzen. Den BNetzA-Gutachtern sei empfohlen, zwingend eine hybride Analyse einer **zukunftsbezogenen, impliziten Marktrisikoprämie** zum Zweck einer angemessenen Ableitung von Eigenkapitalkosten ergänzend heranzuziehen. Hiervon ausgehend ließen sich die jeweiligen **Vorteile der historischen und der impliziten Marktrisikoprämie vereinen bzw. die jeweiligen Nachteile kompensieren**. Es ist in diesem

¹³ Vgl. Gutachten Stehle/Betzer, S. 8: „Die MRP ist laut CAPM für alle Unternehmen gleich hoch.“ Es verwundert vor diesem Hintergrund, dass Stehle/Betzer in anderen Gutachten, aber auch die BNetzA selbst in anderen regulierten Märkten bezüglich der MRP zu anderen Schlüssen kommt.

¹⁴ Diese Kriterien erfüllt der DMS Datensatz offensichtlich nur zum Teil, was insbesondere bei seiner ausschließlichen Anwendung problematisch ist.

Zusammenhang wichtig zu erkennen, dass es keine Methode zur Bestimmung der Marktrisikoprämie gibt, die nachteilsfrei ist. Insbesondere deshalb könnte über einen hybriden Methodeneinsatz die seit den Krisenzeiten zu beobachtende **Zeitvariabilität** einer vergleichsweise angestiegenen Marktrisikoprämie, die aus einem volatile(re)n Kapitalmarktumfeld resultiert, angemessen berücksichtigt werden.

Professor Pellens empfiehlt, für die Bestimmung einer Bandbreite für die Marktrisikoprämie (also die Festlegung eines oberen und unteren Grenzwertes) wäre unter Berücksichtigung aller genannten Argumente **sowohl auf die historische als auch die implizite Marktrisikoprämie** zurückzugreifen. Dabei wird empfohlen, über den historischen und den impliziten Ansatz eine Marktrisikoprämienbandbreite zu ermitteln, innerhalb der sich die durch die BNetzA festzulegende Marktrisikoprämie zu bewegen hätte. Die konkrete Festlegung könnte sich dann an den aktuellen sowie erwarteten Marktverhältnissen orientieren, wobei die BNetzA hier gleichzeitig über den ihr juristisch zugestandenen Ermessensspielraum verfügen würde.

Professor Pellens erläutert weiterhin, dass die mit der geographischen Anlageperspektive einhergehende Differenzierung nach dem aus Anlegersicht relevanten Kapitalmarkt entscheidenden Einfluss auf die konkrete Höhe der Marktrisikoprämie nimmt. **Insoweit ist der Investoren- und der hiermit verbundenen Anlageperspektive eine hohe Bedeutung bei der Festlegung der regulatorisch einschlägigen Marktrisikoprämie beizumessen.**

Eine konsistente Eigenkapitalkostenermittlung legt eine **deutsche Anleger- gepaart mit einer internationalen Anlageperspektive** nahe. Vorteilhaft erschiene hier zunächst ein **auf den europäischen Währungsraum begrenztes geographisches Anlagespektrum**. Denn dann könnten dem Basiszins, der Marktrisikoprämie sowie dem Betafaktor originär auf Euro lautende Datenbasen zugrunde gelegt werden, wodurch potenziell unerwünschte Wechselkurseffekte vermieden würden.

Viele aktuelle Studien kommen zu dem Ergebnis, dass die Marktrisikoprämie offensichtlich deutlich über demjenigen Wert liegt, den die BNetzA zuletzt für die dritte Regulierungsperiode mit 3,8 % festgelegt hat und der sich aus langfristigen historischen Durchschnittsn ableiten lässt. Value Trust (vgl. BDEW-Stellungnahme) beispielsweise hat als Gutachter des BDEW seine auf Grundlage einer Hauptmethode (Dividendenwachstumsmodell, Svensson) abgeleiteten Ergebnisse zur MRP bzw. zu den Eigenkapitalkosten mit vier anderen alternativen Methoden und deren Ergebnisseng verprobt. Dabei zeigt sich, dass die Marktrisikoprämie von 6,5% am unteren Rand der alternativ abzuleitenden Ergebnisse liegt und damit hochplausibel ist. Die Herleitung der Gutachter der BNetzA ist nicht plausibel und lässt **es de facto auch nicht zu, dass Ergebnisse der MRP-Ermittlung plausibilisiert werden**, was neben inhaltlichen Bedenken auch Bedenken an einem ordnungsgemäßen Verfahren nahelegt.

Fehlerhafte Auslegung und Anwendung von DMS: Dimson, Marsh und Staunton selbst kommen auf Basis ihrer Daten zu einer deutlich höheren Marktrisikoprämie für Deutschland

Aus Sicht der E.ON ist es daher unbedingt erforderlich, die bisher durch die Gutachter berechneten Werte (insbesondere für die **Marktrisikoprämie bzw. den Wagniszuschlag**) zu korrigieren bzw. zu einer **grundlegenden Veränderung der Ermittlungsmethodik** zu gelangen.

Es kommt mittlerweile nicht mehr auf einen indirekten Gutachterdiskurs darüber an, wie DMS ausgelegt oder angewandt werden muss. **Denn hierzu liegen mittlerweile eindeutige Aussagen der "Väter des DMS Datensatzes" vor.** So stellen auch die Professoren Paul Marsh und Elroy Dimson gemeinsam mit ihrem Forschungspartner Dr. Mike Staunton in ihrer Analyse des Vorgehens von Frontier Economics/Randl/Zechner bzw. der zuständigen Beschlusskammer 4 fest:

„DMS thus reject BNetzA/Frontier's recommendation to use the MRP on the DMS World index relative to bonds on two fundamental grounds. First, the CAPM mandates use of a risk free rate, and bonds are far from risk free, especially historically. Second, and even more importantly, the historical MRP relative to bonds incorporates a term premium that – for unrepeatably historical reasons – is well above the prospective term premium today. The MRP relative to bonds thus appreciably underestimates the prospective required risk premium. Our recommendation is clear. The historical MRP on the DMS World index should be measured relative to bills. This is the only sensible approach if it is to be used in forward looking projections.“

Aus Sicht von E.ON ist die Empfehlung eindeutig und sollte die Diskussion unter anderen Gutachtern, wie DMS zu verstehen und auszulegen ist, beenden: Die weltweite Aktienprämie gegenüber Anleihen ist kein geeigneter Schätzer für die Marktrisikoprämie in einem CAPM-Zusammenhang und/oder in einem regulatorischen Kontext. Dies gilt vor allem, weil die Bonds im Datensatz von DMS KEINE risikofreie Anleihe darstellen. Vielmehr unterliegen die Bond-Investoren relevanten Kursänderungsrisiken. Diese Risiken haben sich in der Niedrigzinsphase über einen vergleichsweise langen Zeitraum als (einseitige) Chance erwiesen, da die Bonds – wie auch die Daten von DMS selbst zeigen (vgl. Abb. 131 auf S. 200 des 2021er Jahrbuch) - zwischen 1970 und 2020 deutlich stärker von ihrem historischen Durchschnittsertrag abgewichen sind als dies bei Aktien der Fall war.

DMS befürworten nichtsdestotrotz die Verwendung langfristiger historischer und weltweiter Daten, wenn es darum geht, eine Marktrisikoprämie zu schätzen. Sie betrachten allerdings die in Tabelle 76 auf S. 201 des 2021er Jahrbuchs ausgewiesene weltweite Aktienprämie gegenüber (US-)Bills als erforderlichen Schätzer für die Marktrisikoprämie. DMS befürworten darüber hinaus die Verwendung des arithmetischen Mittels dieser langfristigen Marktrisikoprämie in einem regulatorischen Kontext. Dies begründet sich insbesondere aus der Tatsache, dass DMS im Gegensatz zur Beschlusskammer 4 die Arbeit von Cooper als eindeutigen Hinweis dahingehend interpretieren, bei prognostischen Fragestellungen, wie es die Festlegung kalkulatorischer Eigenkapitalkosten ohne Zweifel ist –ausschließlich das arithmetische Mittel zu verwenden:

“Cooper's paper is cited by BNetzA, but very selectively, without reviewing his evidence and arguments. BNetzA simply states that "Cooper also comes to the conclusion that the use of the arithmetic or geometric mean is controversial". [Our translation]. This is misleading as this was not Cooper's conclusion. It was instead his motivation for writing the paper, namely, to dispel this confusion. Cooper's conclusion was that the AM was the appropriate measure for capital budgeting decisions, valuation and regulatory purposes.¹⁵ Cooper was writing more than 25 years ago, and thanks to his contribution, there is less confusion now. Today, the most widely-used corporate finance textbooks, such as Bodie, Kane and Marcus (2021), Hillier, Ross, Westerfield, Jaffe and Jordan (2020) and Brealey, Myers and Allen (2019) advocate use of the AM, as do most finance professors at leading business schools.“

¹⁵ Hervorhebung durch E.ON.

Unabhängig von der bisherigen Praxis und Rechtsprechung erscheint es daher dringend geboten, bezüglich des zu verwendenden Mittelwerts zu einer zukunftsfähigen Vorgehensweise zu gelangen.

Dabei ist es wichtig zu erkennen, dass die so aus dem DMS-Datensatz ermittelte langfristige **historische Marktrisikoprämie auch aus Sicht von DMS selbst nur den Ausgangspunkt der weiteren Diskussion darstellen kann**. Der ermittelte Wert ist zu relativieren und prognostisch anzureichern; insbesondere ist zu berücksichtigen, dass die Regulatoren eine **prognostische Entscheidung (für die nächsten 5-7 Jahre) treffen** und der deutsche Aktienmarkt keinen 100%-igen Gleichlauf mit dem Weltaktienmarkt zeigt. **DMS gehen dabei regelmäßig davon aus, dass ihre Daten nicht nur als historische Quelle zu betrachten sind, sondern in gleichem Maße als Grundlage für prognostische Entscheidungen einzusetzen sind**, wenn die Daten sachgerecht und mit vorausschauender Wahrnehmung des kapitalmarktlichen Umfelds zur Anwendung gebracht werden.

Diese prognostische Einordnung der DMS-Daten hat die BNetzA im aktuellen Festlegungsentwurf nicht vorgenommen – oder kurz zusammen gefasst: **Der Festlegungsentwurf hat die Verwendung der maßgeblichen DMS-Daten unzulässig auf eine historische Betrachtung verkürzt und dadurch den Anwendungsbereich und den Aussagewert entgegen der klaren Widmung der Daten wissenschaftlich auf den historischen Teil verkürzt**. Darauf, dass DMS selbst die Anwendung der historischen Daten durch die BNetzA und deren Gutachter als fehlerhaft bewertet, hatten wir bereits oben hingewiesen. **Es paart sich damit aus unserer Sicht eine unzulässige historische Anwendung mit einer unzulässigen Anwendungsverkürzung durch BNetzA und ihre Gutachter im Hinblick auf die maßgebliche Datenquelle DMS.**

Bei Anwendung der Maßstäbe von DMS selbst errechnen DMS auf Basis der zuvor erläuterten Logik selbst eine für Deutschland und die Festlegung der Eigenkapitalkosten zur vierten Regulierungsperiode relevante MRP von mehr als 6%. **Dieser Wert ist offensichtlich deutlich höher als der bisher seitens der Beschlusskammer aus demselben Datensatz abgeleitete und konsultierte Wert.**

Aus unserer Sicht ergibt bestätigt durch DMS selbst sowohl in materieller als auch in theoretisch-inhaltlicher Hinsicht ein massiver Korrekturbedarf.

Der materiell-inhaltliche Korrekturbedarf ist u.E. derart massiv, dass er auch den methodischen Ansatz insgesamt erschüttert und auch deshalb durch kein Regulierungsermessen mehr gedeckt sein kann. Auch verfahrenseitig sind die Aussagen von DMS zwingend zu berücksichtigen. Zumal wir nicht davon ausgehen, dass die Gutachter oder die BNetzA entgegen der unmittelbaren Einschätzung von DMS selbst (weiterhin) eine gegenteilige Auffassung zur Behandlung von DMS-Werten vertreten werden.

Wir fordern die Beschlusskammer und ihre Gutachter daher auf, unsere Hinweise zu berücksichtigen und die Festlegung grundsätzlich zu überarbeiten.

Einordnung der geplanten Festlegung vor dem Hintergrund der BGH-Entscheidung zum EK I-Zins in der dritten Regulierungsperiode / bevorstehende EuGH-Entscheidung

Aus Sicht von E.ON ist zudem festzustellen, dass das beabsichtigte Vorgehen in massivem Konflikt zu den letzten Hinweisen des BGH steht. Der BGH hatte 2019 nochmals festgestellt, dass

das Vorgehen der Behörde nur dann rechtsfehlerfrei sei, wenn sie sich **anerkannter Methoden bedient** und diese im Einklang mit den gesetzlichen und verordnungsrechtlichen Vorgaben anwendet, um zu einer angemessenen, risikoadäquaten und wettbewerbsfähigen Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu gelangen.

Dies umfasst problemlos auch die methodisch und inhaltlich-fachlich richtige Anwendung. Wie in dieser Stellungnahme dargelegt, wird dieses Ziel mit Blick auf die vierte Regulierungsperiode mit dem vorgelegten Festlegungsentwurf absehbar verfehlt. Dies ergibt sich bereits mit Blick auf die „nackten“ Zahlen.

Zudem sehen wir aus zwei Gründen eine deutlich eingeschränkte „Fehlertoleranz“ des BGH für die vierte Periode:

Erstens: Bisher hatte das Gericht angedeutet, **Fehler bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie und „Fehler“, die sich aus dem 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrendite ergeben, hätten sich in der dritten Regulierungsperiode ausgeglichen.** Dies ist zwar von vorneherein als ein letzter rechtlicher Notanker des BGH anzusehen, als ein **„letzter Warnhinweis“ für die nächste Festlegung, keineswegs als dauerhafter Freibrief für wie auch immer geartete Fehlerverrechnungen.** Ein solcher Ausgleich ist bei einem Niveau des risikolosen Zinses von 0,74%, wie er sich aktuell aus der Umlaufrendite ableitet, aber auch inhaltlich nicht mehr denkbar. Die Einschätzung, dass die sich aus den Gutachten ergebenden Werte (auch inklusive eines möglichen Zuschlags) nicht sachgerecht sind, verstärkt sich, wenn bedacht wird, dass der Gesetzgeber § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG jüngst in Umsetzung entsprechender EU Regelungen um die Vorgabe ergänzt hat, dass die „ (...) notwendigen Investitionen in die Netze (...) so vorgenommen werden können (müssen), dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.

Mit Blick auf die eingangs dargestellten zahlreichen Herausforderungen denen sich die Energienetze in den kommenden 10 Jahren und mit Blick auf das Jahr 2030 gegenübersehen, **genügt die Festlegung auch ihrem notwendigerweise prognostischen Anspruch nicht.** Beschlusskammer und Gutachter blenden die Frage der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (Anzeichen von Inflation etc.) sowie die anstehenden Investitionserfordernisse quasi vollständig aus – den Minimalanforderungen des BGH an ein methodisch anerkanntes Vorgehen kann dies für die vierte Regulierungsperiode aus unserer Sicht von vorneherein nicht genügen.

Dazu, dass sich hinsichtlich DMS eine Fehlinterpretation der historischen Daten mit einem Anwendungsunterlassen in prognostischer Hinsicht paart, und dass dies nicht von einem wie auch immer gearteten Regulierungsermessen gedeckt sein kann und sollte, hatten wir oben ausgeführt.

Zweitens EuGH: Zudem wird der BGH die bevorstehende EuGH-Entscheidung beachten müssen. Wir erwarten, dass Entscheidungen der Bundesnetzagentur hiernach einer deutlich intensiveren gerichtlichen Kontrolle unterstellt werden müssen. Denn (weite) Ermessensspielräume, die weder präventiven rechtlichen Vorgaben noch wirksamer nachträglicher gerichtlicher Kontrolle unterliegen, sind rechtsstaatlich nicht vorstellbar. Insbesondere nicht im Hinblick auf **wirtschaftliche Zentral- und Zukunftsentscheidungen wie die Festlegung des Eigenkapital I-Zinssatzes.**

Fazit

Aus Sicht von E.ON ist eine **Neufassung der Festlegungsentwürfe** wie folgt erforderlich:

- Es ist ein **methodenpluralistisches Vorgehen** geboten.
- Im Hinblick auf DMS sind die **DMS Daten in historischer und auch prognostischer Hinsicht so zu interpretieren und anzuwenden**, dass angemessene, risikoadäquate und wettbewerbsfähige Eigenkapitalkosten resultieren.
- Insbesondere ist bei den DMS Daten der starke Anstieg der weltweiten Bondrendite aufgrund sinkender Zinsen und niedriger Inflationsraten zu korrigieren, da dieser wiederum die DMS Weltaktienrendite korrigiert und so die **Marktrisikoprämie deutlich nach unten verzerrt**.
- **Alle Fehler und Unplausibilitäten sind belastbar zu korrigieren**. In Bezug auf den DMS Datensatz bedeutet dies u.a., **DMS Bills** (statt Bonds) zu verwenden, wie es auch **Dimson, Marsh und Staunton selbst fordern**.
- Im Ergebnis ist sicherzustellen, dass die **deutschen Eigenkapitalkosten das europäische Mittelmaß** erreichen. Dies ist ein **Mindestziel**. Mit Blick auf die ehrgeizigen Energiewende- und Klimaschutzziele Deutschlands wäre ein **höheres Ambitionsniveau wünschenswert und erforderlich**.
- Negative kurz-, mittel- und langfristige **Auswirkungen auf die Finanzierbarkeit der Netze sind zu verhindern; dies ist Aufgabe und Verantwortung der Beschlusskammer selbst** und daher bereits durch die Festlegungen zu gewährleisten.

