Große Beschlusskammer Energie

Geschäftszeichen: GBK-25-02-3#1

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 in Verbindung mit § 29 Abs. 1 EnWG

zur **Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes**

hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch

den Vorsitzenden	Klaus Müller,
die Beisitzerin	Barbie Kornelia Haller,
die Beisitzerin	Dr. Daniela Brönstrup,
den Beisitzer	Achim Zerres,
die Beisitzerin	Dr. Annegret Groebel und
den Beisitzer	Karsten Bourwieg

unter Beiladung der Lichtblick SE, Klostertor 1, 20097 Hamburg, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

– Beigeladene –

am 08.12.2025 beschlossen:

1. Adressaten

Diese Festlegung richtet sich an Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 3 Nr. 3 EnWG, Betreiber von Gasverteilernetzen nach § 3 Nr. 8 EnWG und Betreiber von Fernleitungsnetzen nach § 3 Nr. 5 EnWG[1].

2. Ermittlung des pauschalen Kapitalverzinsungssatzes

[1]Der nach den Festlegungen GBK-25-01-1#1 und GBK-25-01-2#1[2] für die Bestimmung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung heranzuziehende gewichtete durchschnittliche Gesamtkapitalkostensatz (WACC) wird gemäß der Formel

$$WACC = Zinssatz_{EK} * Steuerfaktor * Quote_{EK} + Zinssatz_{FKBestand} * Quote_{FK}$$

als gewichteter Mittelwert aus kalkulatorischem Eigenkapitalzinssatz und kalkulatorischem Fremdkapitalzinssatz für das Bestandsvermögen im Basisjahr – das heißt Investitionen bis einschließlich des Basisjahres nach Tenorziffer 2.3 Satz 2 der Festlegungen GBK-25-01-1#1 und GBK-25-01-2#1 (maßgeblich ist das Kalenderjahr, in dem das jeweilige Anlagegut nach Fertigstellung aktiviert wurde) – nach Maßgabe der Tenorziffern 3., 4., 5.1, 5.2 und 5.5 ermittelt. [2]Über die WACC-Raten entscheidet die Bundesnetzagentur vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode nach Tenorziffer 2.3 der Festlegungen GBK-25-01-1#1 und GBK-25-01-2#1 durch Festlegungen nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes. [3]Die Festlegungen nach Satz 2 erfolgen für die

[1] Die Verweise in dieser Festlegung beziehen sich auf die im Festlegungszeitpunkt geltenden Vorschriften. § 3 Nr. 9, 11 und 14 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 21/1497 v. 08.09.2025.

[2]Soweit in dieser Festlegung auf andere Festlegungen der Großen Beschlusskammer Bezug genommen wird, handelt es sich um die Festlegungen in der jeweils geltenden Fassung.

Dauer einer Regulierungsperiode nach Tenorziffer 2.3 der Festlegungen GBK-25-01-1#1 und GBK-25-01-2#1.

3. Kapitalquote

[1]Die Gewichtung erfolgt auf Grundlage eines festgelegten Anteils der beiden Finanzierungsarten am Gesamtkapital des Unternehmens. [2]Der festgelegte Anteil des als Eigenkapital verzinsten Kapitals am Gesamtkapitalkostensatz beträgt 40 Prozent. [3]Der Fremdkapitalanteil entspricht 60 Prozent.

4. Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes

4.1 Der auf das kalkulatorische Eigenkapital anzuwendende Eigenkapitalzinssatz ergibt sich aus einem nach Maßgabe von Tenorziffer 4.2 zu bestimmenden risikofreien Zinssatz zuzüglich eines nach Maßgabe von Tenorziffer 4.3 zu ermittelnden angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse.

4.2 [1]Für die Bestimmung des risikofreien Zinssatzes sind in Euro notierte Nullkuponanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 bis 20 Jahren heranzuziehen. [2]Als Referenzzinsreihe für den risikofreien Zinssatz sind deutsche Staatsanleihen oder Euroraum-Staatsanleihen mit einem dem der deutschen Staatsanleihen entsprechenden Länderrating zu verwenden. [3]Es ist der auf die zum Zeitpunkt der jeweiligen Festlegung des WACC nach Tenorziffer 2. bezogene arithmetische Durchschnitt der letzten abgeschlossenen Kalenderjahre der gewählten Wertpapierreihen zu verwenden. [4]Die Länge des Betrachtungszeitraums für die Durchschnittsbildung hat der Länge der Regulierungsperiode nach Tenorziffer 2.3 der Festlegungen GBK-25-01-1#1 und GBK-25-01-2#1 zu entsprechen, für die der risikofreie Zinssatz festgelegt wird.

4.3 [1]Für die Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist der kapitalmarktorientierte Ansatz des klassischen CAPM-Modells zu verwenden. [2]Der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse wird aus dem Produkt einer nach Maßgabe von Tenorziffer 4.4 zu ermittelnden Marktrisikoprämie und eines nach Maßgabe von Tenorziffer 4.6 zu ermittelnden Risikofaktors bestimmt. [3]Der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist unter Berücksichtigung beobachteter und quantifizierbarer Verhältnisse auf den nationalen und internationalen

Kapitalmärkten sowie einer Bewertung von Betreibern von Energieversorgungsnetzen auf diesen Märkten zu ermitteln.

4.4 [1]Die Marktrisikoprämie wird anhand von in der Vergangenheit realisierten Marktrenditen im Vergleich zu langfristigen Staatsanleihen ermittelt. [2]Es ist eine Zeitreihe aus einer geeigneten, zumindest auszugsweise öffentlich verfügbaren Datenquelle zu verwenden, die das Portfolio eines breit diversifizierten Investors abbildet. [3]Die Marktrisikoprämie ergibt sich aus dem arithmetischen Mittelwert der Jahresdurchschnitte der gewählten historischen Datenreihe.

4.5 Bei der Auswahl der Reihe für den risikofreien Zinssatz nach Tenorziffer 4.2 sowie bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie nach Tenorziffer 4.4 ist die methodische Konsistenz dieser beiden Ansätze zu berücksichtigen.

4.6 [1]Der Risikofaktor wird unter Berücksichtigung der historischen Entwicklung der auf nationalen und internationalen Kapitalmärkten gehandelten Wertpapiere von Netzbetreibern hergeleitet. [2]Hierfür sind Unternehmen heranzuziehen, die ein mit deutschen Netzbetreibern vergleichbares Risiko aufweisen. [3]Zu den Kriterien, die bei der Auswahl der Vergleichsunternehmen berücksichtigt werden sollten, gehören das regulatorische Umfeld sowie die möglichst reine Netzbetreibereigenschaft. [4]Bei der Zusammenstellung der Vergleichsunternehmen ist eine möglichst weite regionale Abgrenzung anzustreben. [5]Die betrachteten Wertpapiere bzw. Unternehmen müssen börsennotiert und börsengehandelt sein und es müssen ausreichende Zeitreihen des Aktienverlaufs dieser Wertpapiere bzw. Unternehmen sowie eine hohe Handelsliquidität vorliegen.

4.7 Es ist ein Eigenkapitalzinssatz vor Körperschaftsteuer zuzüglich eines etwaigen Solidaritätszuschlags festzulegen.

5. Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes

5.1 [1]Der auf das kalkulatorische Fremdkapital anzuwendende Fremdkapitalzinssatz ist pauschal anhand eines marktorientierten indexbasierten Ansatzes zu bestimmen. [2]Es sind ein oder mehrere in Euro notierte, sektorspezifische Anleiheindizes heranzuziehen, der oder die überwiegend Anleihen mit Restlaufzeiten um die zehn Jahre enthalten. [3]Das dem oder den Anleiheindizes zugrunde liegende Kreditrisikorating muss mit den am Markt beobachtbaren Risikoprofilen deutscher

Netzbetreiber sowie mit den Anforderungen an die Kapitalquote nach Tenorziffer 3 konsistent sein.

5.2 [1]Für die Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes für das Bestandsvermögen – das heißt Investitionen bis einschließlich des Basisjahres nach Tenorziffer 2.3 Satz 2 der Festlegungen GBK-25-01-1#1 und GBK-25-01-2#1 (maßgeblich ist das Kalenderjahr, in dem das jeweilige Anlagegut nach Fertigstellung aktiviert wurde) – wird der auf die zum Zeitpunkt der jeweiligen Festlegung des WACC nach Tenorziffer 2. letzten sieben abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene arithmetische Durchschnitt der nach den in Tenorziffer 5.1. dargestellten Kriterien ausgewählten Reihe(n) gebildet. [2]Die Bundesnetzagentur wird hiervon abweichend in der jeweiligen Festlegung des WACC nach Tenorziffer 2 einzelne Kalenderjahre höher gewichten, wenn in diesen Jahren anhand einer pauschalierten Betrachtung über sämtliche Netzbetreiber eines Sektors hinweg signifikant höhere Investitionsvolumina zu beobachten sind.

5.3 [1]Für Neuinvestitionen erfolgt die Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes im Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11 der Festlegungen GBK-25-01-1#1 und GBK-25-01-2#1) auf Grundlage des Jahreswertes der entsprechend Tenorziffer 5.1 ausgewählten Reihe(n) des jeweiligen Anschaffungsjahres des Anlagengutes. [2]Als Anschaffungsjahr für bereits fertiggestellte Anlagen ist das Kalenderjahr maßgebend, in welchem das Anlagegut nach seiner Fertigstellung erstmals aktiviert wurde. [3]Dabei bleiben bei der Bestimmung des zur Anwendung kommenden Fremdkapitalzinssatzes frühere Aktivierungen derselben Anlagen als Anlagen im Bau außer Betracht. [4]Es wird jeweils zunächst ein Planwert auf Basis des Durchschnitts des ersten Quartals der nach den in Tenorziffer 5.1 dargestellten Kriterien ausgewählten Reihe(n) des entsprechenden Antragsjahres angesetzt. [5]Differenzen zwischen Plan- und Ist-Werten werden im Rahmen eines Plan-Ist-Abgleichs sowohl für die Zinsen als auch für die Investitionen über das Regulierungskonto (Tenorziffer 14 der Festlegungen GBK-25-01-1#1 und GBK-25-01-2#1) ausgeglichen. [6]Im Übrigen bleibt der kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz für ein bestimmtes Anlagegut bei Kapitalkostenaufschlägen für spätere Kalenderjahre, in welchen dieses Anlagegut in der kalkulatorischen Verzinsungsbasis zu berücksichtigen ist, unverändert.

5.4 Neuinvestitionen, die bis einschließlich des Basisjahres, welches nach Tenorziffer 2.3 Satz 2 der Festlegungen GBK-25-01-1#1 und GBK-25-01-2#1 für die folgende

Regulierungsperiode zugrunde zu legen ist, erstmalig als Fertiganlagen im Anlagevermögen aktiviert worden sind, gelten ab der folgenden Regulierungsperiode als Bestandsinvestitionen und werden mit dem für diese nach Maßgabe von Tenorziffer 5.2. ermittelten Fremdkapitalzinssatz verzinst.

5.5 Ein pauschaler Zuschlag für Fremdkapitalnebenkosten wird nicht gewährt.

6. Kostenentscheidung

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Inhaltsverzeichnis

I. Sachverhalt 9
1. Verfahrenseinleitung 9
2. Gutachten und Einordnungsschreiben 9
2.1 Grundsätzliche Anmerkungen 10
2.2 Methodik zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes 10
2.3 Methodik zur Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes 13
2.4 Festlegung der Kapitalquoten 14
3. Austausch zur Dynamisierung des Fremdkapitalzinssatzes 14
4. Anhörung des Festlegungsentwurfs 16
4.1 Grundsätzliche Anmerkungen 16
4.2 Methodik zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes 17
4.3 Methodik zur Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes 22
4.4 Festlegung der Kapitalquoten 27
5. Beteiligung 28
II. Rechtliche Würdigung 29
1. Zuständigkeit 29
2. Ermächtigungsgrundlage 29
3. Formelle Rechtmäßigkeit 29
4. Rechtlicher Rahmen 30
4.1 Europäischer Rechtsrahmen 30
4.2 Nationaler Rechtsrahmen 33
5. Adressaten (Tenorziffer 1) 34
6. Ermittlung des pauschalen Kapitalkostensatzes (Tenorziffer 2) 35
7. Anzusetzende Kapitalquote (Tenorziffer 3) 38
8. Methodik zur Bestimmung des anzusetzenden Eigenkapitalkostensatzes (Tenorziffer 4) 41
8.1 Kapitalmarktorientierter Ansatz 41
8.2 Risikofreier Zinssatz (Basiszins) 46
8.3 Risikofaktor 54
8.4 Marktrisikoprämie 57
8.5 Einbeziehung der Körperschaftssteuer 72
9. Methodik zur Bestimmung des anzusetzenden Fremdkapitalkostensatzes (Tenorziffer 5) 74

9.1 Marktorientierter indexbasierter Ansatz 76
9.1.1 Anleiheindex 79
9.1.2 Sektorspezifische Betrachtung 81
9.1.3. Währung 83
9.1.4 Restlaufzeit 84
9.1.5 Kreditrating bzw. Risikoprofil 85
9.2 Dynamisierung und Durchschnittsbildung 87
9.3 Nebenkosten der Fremdkapitalfinanzierung 97
10. Gesamtabwägung 100
11. Kosten (§ 91 EnWG) 105
12. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG) 105
III. Entscheidung über den Beiladungsantrag 106
Rechtsbehelfsbelehrung 107

Gründe

I. Sachverhalt

1. Verfahrenseinleitung

1 Die Große Beschlusskammer Energie (Beschlusskammer) hat am 16.01.2025 von Amts wegen ein Verfahren für eine Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes unter dem Aktenzeichen GBK-25-02-3#1 eingeleitet.

2 Gegenstand der Festlegung ist die Bestimmung der Kapitalquoten für kalkulatorisches Eigen- und Fremdkapital innerhalb eines WACC-Ansatzes sowie die Regelung und Beschreibung von Methoden zur Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes und des Fremdkapitalzinssatzes im Rahmen eines WACC-Ansatzes.

3 Die Einleitung des Verfahrens wurde durch Mitteilung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur 02/2025 vom 22.01.2025 veröffentlicht. Zugleich wurden die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

4 Die Bundesnetzagentur hat ihre ersten Überlegungen zu möglichen Ausgestaltungen der Methodik in vier offenen Expertenworkshops am 08.07.2024, 21.10.2024, 05.02.2025 und 09.05.2025 vorgestellt und mit interessierten Kreisen diskutiert. Die jeweiligen Agenden, Präsentationen der Teilnehmenden sowie die Aufzeichnungen der Chatverläufe sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.[3]

2. Gutachten und Einordnungsschreiben

5 Um den Stand der Wissenschaft angemessen berücksichtigen zu können, hat die Bundesnetzagentur ein Gutachten ausgeschrieben, in dem die grundlegenden methodischen Fragestellungen hinsichtlich der Kapitalkostenermittlung ab der fünften Regulierungsperiode wissenschaftlich beleuchtet werden. Den Zuschlag haben Frontier Economics zusammen mit Professor Dr. Zechner und Professor Dr. Randl erhalten.

6 Das Gutachten (Stand 13.01.2025) sowie eine vorläufige Einordnung der Erkenntnisse aus dem Gutachten durch die Beschlusskammer wurden am 16.01.2025 auf der Internetseite der

[3] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/GBK_Termine.html.

Bundesnetzagentur veröffentlicht.[4] Interessierte Wirtschaftskreise hatten bis zum 28.02.2025 die Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Gutachten von Frontier Economics sowie zu der vorläufigen Einordnung der Beschlusskammer.

7 Insgesamt sind zahlreiche Stellungnahmen von Netzbetreibern, Verbänden, Investoren und Netznutzern zu dem veröffentlichten Gutachten sowie der vorläufigen Einschätzung der Bundesnetzagentur eingegangen. Die eingegangenen Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.[5] Deren Inhalt sowie die Stellungnahmen und Beiträge im Rahmen und im Nachgang der durchgeführten Expertenworkshops lassen sich im Wesentlichen wie folgt zusammenfassen:

2.1 Grundsätzliche Anmerkungen

8 Mit Blick auf die Regelungstiefe wurde dafür plädiert, die Systematik sowie die inhaltlichen Anforderungen an die einzelnen Parameter bereits auf Ebene der Methodenfestlegung so genau wie möglich zu definieren, um für Investoren und Kapitalgeber bereits eine grundsätzliche Planungssicherheit für die zukünftigen Einzelfestlegungen zu schaffen.

9 Die Lichtblick SE hat im Rahmen ihrer Stellungnahme zum Einordnungsschreiben mit Schreiben vom 16.01.2025 beantragt, gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zum Verfahren zur Festlegung von Methoden zur Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes (GBK-25-02-3#1) beigeladen zu werden. Sie begründet dies damit, dass sie als Nutzerin und Kundin von Versorgungsnetzen durch Entscheidungen über die Höhe von Netznutzungsentgelten erheblich in ihren wirtschaftlichen Interessen betroffen sei und aus der Perspektive eines Netznutzers einen sinnvollen Beitrag zur Entscheidungsfindung leisten könne.

2.2 Methodik zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes

10 Die Anwendung des Capital Asset Pricing Model (CAPM) bei der Herleitung des Eigenkapitalzinssatzes wurde im Rahmen der Stellungnahmen überwiegend begrüßt. Es wurde allerdings gefordert, dass die zur Ermittlung der Marktrisikoprämie verworfenen alternativen Methoden ergänzend zur Plausibilisierung des Ergebnisses herangezogen werden sollten. Daher sollten in die Methodenfestlegung bereits mögliche Plausibilisierungsansätze für die

[4] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-02-3x1_KapVer/GBK-25-02-3x1_Gutachten.html?nn=1044236.
[5] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-02-3x1_KapVer/GBK-25-02-3x1_Gutachten.html?nn=1044236.

Marktrisikoprämie und den Eigenkapitalzinssatz zwingend aufgenommen und die Durchführung einer Plausibilisierung vorgegeben werden. Hierbei sollte unter anderem eine Einordnung sowohl der Marktrisikoprämie als auch des Eigenkapitalzinssatzes in die im europäischen Vergleich zu beobachtenden Bandbreiten aufgeführt werden. Plausibilisierungen können das CAPM als solches (durch alternative Kapitalmarktmodelle), die geschätzte Marktrisikoprämie sowie im Ergebnis die Höhe des ermittelten Eigenkapitalzinssatzes adressieren. In die Methodenfestlegung sollten daher bereits konkrete qualitative Prüfkriterien zur Plausibilisierung aufgenommen werden, beispielsweise dass der Eigenkapitalzinssatz, um das erhöhte Risiko von Eigenkapitalgebern gegenüber Fremdkapitalgebern widerzuspiegeln, signifikant über dem Fremdkapitalzinssatz liegen sollte. Ferner wurde eine möglichst konsistente Anwendung des CAPM gefordert, die nachweisbar, transparent, belastbar und nachprüfbar nach aktuellem Stand der Wissenschaft erfolgt. Zudem müssten die Parameter innerhalb des CAPM, risikofreier Zinssatz und Marktrisikoprämie, konsistent zueinander ermittelt werden. Der risikofreie Zinssatz dürfe wegen seiner Wirkung im CAPM zum einen als Basiszins und zum anderen als „Abzugsterm" bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie nicht isoliert für sich betrachtet werden. Das Vorliegen einer starken Abweichung zwischen beiden verwendeten, in der Theorie identischen, risikofreien Zinssätzen könne auf eine inkonsistente Umsetzung des CAPM hindeuten, deshalb sollte auch dies im Wege einer Plausibilisierung zwingend überprüft werden.

11 Bezüglich des risikofreien Zinssatzes sei zwingend auf Konsistenz zur Marktrisikoprämie zu achten. Dies betreffe insbesondere auch die Auswahl der zugrunde liegenden Datenreihe und deren Charakteristika. Diese müsse zu den Annahmen des CAPM und zur Auswahl der Staatsanleihen, die in den risikofreien Zinssatz innerhalb der Marktrisikoprämie eingehen, passen. Um die Konsistenz zwischen Marktrisikoprämie und risikofreiem Zinssatz herzustellen, sollte eine hohe Konsistenz zwischen den berücksichtigten Ländern vorhanden sein. Daher erscheine es geboten, sich nicht zwingend auf mit AAA bewertete Bonds zu beschränken, sondern auch Bonds mit einer Bewertung von AA als Option offen zu lassen. Damit würde einerseits eine deutlich größere Auswahl an Eurostaatsanleihen zur Verfügung stehen, andererseits könne eine bessere Konsistenz mit Blick auf die Staatsanleihen, welche im Rahmen der Schätzung der Marktrisikoprämie herangezogen werden, erreicht werden. Daneben sollte auch die Prüfung auf das Vorliegen einer Convenience Yield-Prämie im Rahmen der Methodenfestlegung festgeschrieben werden. Bezüglich der Restlaufzeit der

Anleihen für die Bestimmung des risikofreien Zinssatzes wurde mit Blick auf die bessere Konsistenz zu den bisher bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie verwendeten DMS-Datenreihen im Rahmen der Stellungnahmen eine Orientierung am oberen Ende der Bandbreite von 10 bis 20 Jahren angeregt. Teilweise wurde vorgetragen, die Betrachtung einer längeren Restlaufzeit, z.B. 20 Jahre, sei vor dem Hintergrund der langfristigen Kapitalbindung bei Netzinvestition tendenziell angemessener. Durch die Anwendung der Svensson-Methode und auf der Grundlage von Bundesbank-Daten sei eine Extrapolation von Zerobonds-Zinssätzen mit einer Restlaufzeit von 20 oder gar 30 Jahren umsetzbar. In der deutschen Bewertungspraxis sei diese Vorgehensweise bekannt und gängig.

12 Hinsichtlich der Frage der Durchschnittsbildung bei der Bestimmung des risikofreien Zinssatzes wurde die Orientierung an der Länge der Regulierungsperiode grundsätzlich als sachgerecht eingestuft. Eine Durchschnittsbildung, die sich an der Länge der Regulierungsperiode orientiert, stelle eine bessere Lösung zur Abbildung des aktuellen risikofreien Zinssatzes dar als die bisherige zehnjährige Durchschnittsbildung. Aktuelle Marktentwicklungen würden schneller im risikofreien Zinssatz abgebildet. Gleichzeitig werde eine gewisse Planbarkeit gewährleistet. Von einzelnen Marktteilnehmern wurde dargelegt, dass eine Verkürzung des Zeitraums der Durchschnittsbildung von 10 Jahren auf die Dauer der Regulierungsperiode (drei bis fünf Jahre) angesichts der Empirie nicht angezeigt sei. Die Netzbetreiber hätten aufgrund der bisher vorgegebenen Durchschnittsbildung von 10 Jahren in der Niedrigzinsphase jährlich Übergewinne in Milliardenhöhe generiert. Eine Verkürzung von 10 auf drei bis fünf Jahre reduziere die Planbarkeit für Netzbetreiber und Netznutzer, da die mit einer längeren Durchschnittsbildung verbundenen Glättungseffekte gemindert würden.

13 Hinsichtlich der Verwendung der Methode historische Überrenditen zur Bestimmung der Marktrisikoprämie wurde kritisiert, dass das veröffentlichte Gutachten hinsichtlich der Methodenauswahl zur Ermittlung der Marktrisikoprämie einen Status-Quo-Bias aufweise. Die Annahmen und Restriktionen alternativer Methoden würden breit diskutiert, während die Annahmen und Restriktionen der bisherigen Methode (HÜ) nicht thematisiert würden. Diesbezüglich werde auf ein vorheriges Gutachten verwiesen, welches die Annahmen und Restriktionen des bisherigen Ansatzes allerdings auch nicht diskutiere. Ein Verweis auf ein zurückliegendes Gutachten stelle überdies keine Auseinandersetzung mit dem aktuellen Stand der Wissenschaft dar.

14 Es wurde vorgetragen, dass es sich bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie um eine zukunftsgerichtete Schätzung eines unbekannten Wertes handle. Die ausschließliche Verwendung einer rückwärtsgewandten Methode führe daher nicht zu sachgerechten Ergebnissen. Alternative Methoden, wie der TMR-Ansatz oder weitere vorwärtsgewandete Methoden, müssten zumindest zur Plausibilisierung herangezogen werden. In der Methodenfestlegung sollten die nationalen Marktrisikoprämien als Ausgangspunkt für die Ermittlung der Marktrisikoprämie festgeschrieben werden. Ebenfalls sollte das Heranziehen mehrerer Datensätze zu Plausibilisierungszwecken in die Methodenfestlegung aufgenommen werden. Die Marktrisikoprämie sei zudem ein sektorunspezifischer Parameter, so dass eine Plausibilisierung auch anhand anderer (von der Bundesnetzagentur) regulierter Sektoren (wie z.B. dem Telekommunikationssektor) erfolgen könne.

15 Die Berechnung der Marktrisikoprämie auf Basis gewichteter nationaler Marktrisikoprämien sei dazu geeignet, eine konsistente Umsetzung des CAPM auf Basis der historischen Überrenditen zu erreichen. Dieser Ansatz habe den Vorteil, bei geeigneter Länderauswahl ein einheitliches lokales CAPM ohne Wechselkursrisiken umzusetzen. In die Bestimmung der Marktrisikoprämie gingen durch die Durchschnittsbildung lokaler Marktrisikoprämien, beispielsweise auf Basis der Gewichtung mit dem BIP, eine Vielzahl an Ländern ein, während der Länderwert für die deutsche Marktrisikoprämie weiterhin nur entsprechend des deutschen Gewichtes berücksichtigt werde. Die Länderauswahl sollte konsistent zum risikofreien Basiszins erfolgen.

16 In den Stellungnahmen wurde gefordert, dass die Mittelwertbildung bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie anhand des arithmetischen Mittels erfolgen müsse. Die Frage der Mittelwertbildung sei aus wissenschaftlicher Sicht geklärt und sollte daher bereits im Rahmen der Methodenfestlegung eindeutig geregelt werden.

2.3 Methodik zur Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes

17 Die beabsichtigte Anwendung einer direkten Methode bei der marktorientierten Bestimmung des Fremdkapitalkostensatzes sowie die für die Auswahl der Reihe bzw. Reihen vorgegebenen Kriterien wurden überwiegend begrüßt. Dabei sei jedoch sicherzustellen, dass die Methodik angesichts zukünftig erheblich steigender Investitions- und Finanzierungsvolumina insbesondere mit Blick auf das Risikoprofil auch Entwicklungen über die Zeit hinweg abbilde. Im Hinblick auf den zugrundeliegenden Anleiheindex wurde angeregt, bei der Deutschen Bundesbank einen neuen „kundenorientierten“ Index zu entwickeln, der passgenau auf die

Bedürfnisse aller Netzbetreiber zugeschnitten sei. Die unterschiedlichen Fremdfinanzierungsmöglichkeiten von Netzbetreibern sprächen gegen die alleinige Anwendung eines sektorspezifischen Anleiheindex.

18 Fremdkapitalnebenkosten, die von dem Referenzzinssatz nicht mit abgedeckt werden, sollten über einen pauschalen Zuschlag auf den Fremdkapitalzinssatz abgebildet werden. Der angedachte pagatorischer Abgleich würde dem im NEST-Prozess angestrebten Ziel der der allgemeinen Prozessvereinfachung widersprechen. Eine pauschale Berücksichtig der Fremdkapitalnebenkosten sei auch in der europäischen Regulierungspraxis üblich. Es sei zudem in Zweifel zu ziehen, ob die im Basisjahr festgestellten Finanzierungsnebenkosten bei steigendem Fremdfinanzierungsvolumen repräsentativ für eine gesamte, zukünftige Regulierungsperiode sein könnten.

2.4 Festlegung der Kapitalquoten

19 Die Festlegung der Eigenkapitalquote bereits auf Ebene der Methodenfestlegung auf dem bisherigen Niveau von 40 Prozent wird im Sinne der Planungssicherheit überwiegend begrüßt. Die vorgesehenen 40 Prozent stellten jedoch eine mindestens erforderliche Untergrenze für die Eigenkapitalquote dar, die auch künftig insbesondere auch zur Sicherstellung angemessener Fremdkapitalkonditionen keinesfalls unterschritten werden dürfe. In einigen Stellungnahmen wird eine höhere Eigenkapitalquote gefordert. Während die kalkulatorische Eigenkapitalquote bisher ausgehend von einer regulatorischen Brutto-Verzinsungsbasis ermittelt worden sei (Kalkulatorisches Vermögen vor Abzug des Abzugskapitals) solle die Eigenkapitalquote künftig ausgehend von einer Netto-Verzinsungsbasis (Kalkulatorisches Vermögen nach Abzug der Baukostenzuschüsse) ermittelt werden. Dies führe dazu, dass sich die Verzinsungsbasis für den Eigenkapitalzinssatz vermindere. Aus diesem Grund müsse die kalkulatorische Eigenkapitalquote zukünftig auf die Mitte der von den Gutachtern ermittelte Spanne, also auf 50 Prozent festgelegt werden. In anderen Stellungnahmen wird dagegen vorgetragen, eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent sei angesichts des nahezu risikofreien Netzbetriebs unangemessen hoch. Jedenfalls komme eine höhere Eigenkapitalquote auf keinen Fall in Betracht.

3. Austausch zur Dynamisierung des Fremdkapitalzinssatzes

20 Am 09.05.2025 hat die Bundesnetzagentur einen Informationstermin zum Stand der Festlegung zur Kapitalverzinsung mit anschließendem Expertenaustausch zum Eckpunkt „Besonderheiten der Kapitalverzinsung ÜNB“ im Papier zur Festlegung eines

Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber [GBK-25-01-1#2] veranstaltet. Im Rahmen dieses Termins wurden neben dem aktuellen Sachstand drei Optionen zur Dynamisierung des Fremdkapitalzinssatzes vorgestellt und zur Diskussion gestellt, da dies einen wesentlichen Aspekt in den Stellungnahmen zum Einordnungsschreiben dargestellt hat. Option 1 sieht einen vorab für die Dauer der Regulierungsperiode festgelegten Zinssatz für Bestandsinvestitionen vor. Neuinvestitionen werden im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags anhand des für das jeweilige Aktivierungsjahr pauschal ermittelten Zinssatzes verzinst. In Option 2 findet keine Differenzierung zwischen Bestands- und Neuinvestitionen statt. Das Gesamtvermögen wird rollierend verzinst. Option 3 stellt einen hybriden Ansatz dar. Das Bestandsvermögen wird dabei rollierend verzinst. Neuinvestitionen werden wie bei Option 1 im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags anhand des für das jeweilige Aktivierungsjahr pauschal ermittelten Zinssatzes verzinst. Hierzu wurde Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 23.05.2025 eingeräumt. Es sind zwei Stellungnahmen eingegangen.

21 Darin wird vorgetragen, dass eine Dynamisierung des Fremdkapitalzinssatzes sowohl für Bestands- als auch für Neuinvestitionen zwingend geboten sei, um Zinsrisiken bei den Netzbetreibern zu minimieren. Hinsichtlich der Art und Weise der Dynamisierung sei jedoch zwischen Bestands- und Neuinvestitionen zu differenzieren.

22 Eine vorab für die Dauer der Regulierungsperiode erfolgende Fixierung des Fremdkapitalzinssatzes für den Bestand, wie sie Option 1 vorsehe, führe zu erheblichen Zinsrisiken, weil die für große Anlagenbestände notwendige rollierende (Re-) Finanzierungsweise nicht berücksichtigt werde. Die Netzbetreiber müssten daher Maßnahmen ergreifen, diese Zinsrisiken so weit wie möglich über Zinssicherungsgeschäfte zu senken. Ein solches Zinshedging sei komplex, verursache zusätzliche Kosten und könne die Zinsrisiken zudem nur teilweise vermeiden. Dies könne nur berücksichtigt und regulatorisch abgebildet werden, indem der Fremdkapitalzinssatz für Bestandsinvestitionen anhand eines rollierenden historischen Durchschnitts ermittelt werde.

23 Für Neuinvestitionen müsse aufgrund des durch die Energiewende getriebenen, erheblichen Investitionsbedarfs zusätzliches, „frisches Kapital“ zum Zeitpunkt der Investition beschafft werden. Solche Neuinvestitionen könnten nur dann wirtschaftlich getätigt werden, wenn ihre Verzinsung die notwendige Finanzierung zu aktuellen marktgerechten (und nicht historischen) Konditionen berücksichtige. Hierfür sei die bisherige Systematik aus der vierten Regulierungsperiode im Kapitalkostenaufschlag grundsätzlich geeignet.

24 Der vorgeschlagene „Hybride Ansatz“ (Option 3) entspreche dem grundsätzlich. Dabei sollte die Festlegung des (rollierenden) Durchschnittszinssatzes für Bestandsanlagen möglichst nah am Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode erfolgen, um Risiken der Zinsunterdeckung zu vermeiden. Als Durchschnittsperiodenlänge sei ab der sechsten Regulierungsperiode ein rollierenden 10-Jahresdurchschnitt angemessen. Für den Übergang zur fünften Regulierungsperiode und dem damit verbundenen Systembruch sei insbesondere mit Blick auf das volatile Zinsumfeld der jüngsten Vergangenheit und zur Sicherstellung einer sachgerechten Kostenerstattung bei der Umstellung vom (risikominimalen) pagatorischen Ansatz auf den pauschalen kalkulatorischen Ansatz zunächst auf einen rollierenden Durchschnittszeitraum analog zur Länge der Regulierungsperiode von fünf Jahren abzustellen. Aufgrund der bereits seit 2022 massiv gestiegenen und weiter steigenden jährlichen Investitionen in die deutschen Energienetze würden im Jahr 2029 die Bestandsanlagen und damit auch ihre korrespondierenden Finanzierungen zu einem deutlich überproportionalen Anteil aus den „jüngeren“ Jahren stammen. Hinzu kommt noch die jährliche Refinanzierung der älteren Bestandsanlagen zu aktuellen Marktkonditionen. Entsprechend dominiere in den Bestandsanlagen der fünften Regulierungsperiode somit der fünfjährige Fremdkapitalzinsdurchschnitt.

4. Anhörung des Festlegungsentwurfs

25 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde durch Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs am 30.06.2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur sowie am 09.07.2025 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur die Gelegenheit gegeben, zu der beabsichtigten Festlegung Stellung zu nehmen.

26 Es sind zahlreiche Stellungnahmen von Netzbetreibern, Verbänden, Investoren und Netznutzern sowie Landesregulierungsbehörden zu dem veröffentlichten Festlegungsentwurf eingegangen. Die eingegangenen Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Deren Inhalt sowie die im Nachgang eingegangenen weiteren Stellungnahmen lassen sich im Wesentlichen wie folgt zusammenfassen:

4.1 Grundsätzliche Anmerkungen

27 Die Einführung eines WACC-Modells wurde grundsätzlich begrüßt, da sie eine Angleichung an internationale Standards und eine Vereinfachung der Regulierung verspreche. Allerdings weise die konkrete Ausgestaltung nach Auffassung einiger Marktteilnehmer erhebliche methodische Defizite auf.

4.2 Methodik zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes

28 Im Rahmen der Stellungnahmen wurde wie bereits in den Stellungnahmen zum Gutachten und Einordnungsschreiben die alleinige Heranziehung des klassischen CAPM ohne eine verpflichtende Überprüfung des Gesamtergebnisses anhand weiterer Methoden kritisiert. Denn das CAPM sei zwar weiterhin die am weitesten verbreitete Methode. Es weise in der Anwendung aber ebenfalls methodische Schwächen auf und biete keinesfalls eine vollkommen sichere Prognose. Ähnlich wie bei den Konsistenzanforderungen sollte lediglich die Zielvorgabe, nicht jedoch die konkrete methodische Umsetzung bereits in der Methodenfestlegung festgeschrieben werden. Die Festlegung auf lediglich eine einzige, weltweit nicht mehr (ausschließlich) angewandte Methode zu begrenzen, stehe in einem klaren Widerspruch zu der durch das Gutachterkonsortium der Bundesnetzagentur ausgesprochenen Empfehlung, auch weitere Methoden für die Ermittlung einer Marktrisikoprämie heranzuziehen. Es stelle einen klaren Verstoß gegen den (dynamischen) Stand der Wissenschaft dar, wenn in der Festlegung eine einzelne Methode rechtsverbindlich vorgegeben werde. Von den Gutachtern sei bisher ausschließlich geprüft worden, welcher Ansatz sich als „stand-alone"-Methode am besten für die Ableitung eines Eigenkapitalzinssatzes eigne. Es sei aber nicht geprüft worden, auf welche Art und Weise der Eigenkapitalzinssatz am besten ermittelt werden könne. Insbesondere sei nicht thematisiert worden, auf welchem Wege die Schätzung des Eigenkapitalzinssatzes überprüft werden könne. Darüber hinaus müsse nicht nur der Wagniszuschlag die beobachteten und quantifizierbaren Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Finanzmärkten abdecken, sondern der gesamte Eigenkapitalzinssatz. Die Überprüfung bzw. Plausibilisierung des Gesamtergebnisses sollte grundsätzlich anlassunabhängig bei jeder Einzelfestlegung erfolgen und die entsprechenden Vorgaben dafür hinreichend detailliert Eingang in die Methodenfestlegung finden. Dafür bedürfe es der Definition von Prüfkriterien zur Plausibilisierung, um die Robustheit künftiger Kapitalkostenfestlegungen zu gewährleisten, etwa der Durchschnitt internationaler Regulierungsentscheidungen. Zu beachten sei dabei, dass die Eigenkapitalzinssätze nach Unternehmenssteuern heranzuziehen seien und in Bezug auf den Verschuldungsgrad harmonisiert werden müssten, um eine Vergleichbarkeit der Zinssätze herzustellen. Bei der Plausibilisierung des in Deutschland festzulegenden Eigenkapitalzinssatzes gegenüber internationalen Regulierungsentscheidungen seien die außerordentlichen Investitionsverpflichtungen deutscher Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber und die damit verbundenen Herausforderungen bei der

Kapitalbeschaffung zu würdigen, sodass in diesem Kontext der internationale Durchschnitt als Mindestanforderung bzw. Untergrenze eines plausiblen und angemessenen Eigenkapitalzinssatzes verstanden werden müsse. Zudem sollten Analystenberichte für Vergleichsunternehmen für die Plausibilisierung herangezogen werden. Aktienanalysten ermittelten regelmäßig intrinsische Werte für die Aktien der Beta-Vergleichsunternehmen, um Kauf- oder Verkaufsempfehlungen auszusprechen. Schließlich sollte die Regulierungsbehörde zur Plausibilisierung die beobachtbaren Fremdkapitalkosten heranziehen. Im Gegensatz zum Eigenkapitalzinssatz seien die Fremdkapitalkosten der Netzbetreiber beobachtbar. Aufgrund der nachrangigen Priorität des Fremdkapitals müsse der Eigenkapitalzinssatz strikt und signifikant größer sein als die Fremdkapitalkosten.

29 Die Vorgabe, dass die beiden risikofreien Zinssätze innerhalb des CAPM methodisch konsistent zu ermitteln sind, sei nicht konkret genug. Hier sollten bereits in der Methodenfestlegung konkrete Konsistenzkriterien verankert werden, die dann in der Einzelfestlegung zur Ermittlung des Eigenkapitalkostensatzes zu berücksichtigen seien. Genannt wurden etwa die Charakteristika Laufzeit, Verfügbarkeit, Kreditrisiko, Verzinsung/Renditekonzept und Währung. Da darüber hinaus weitere Gründe zu einer Verletzung der methodischen Konsistenz führen könnten, sollte im Rahmen der Einzelfestlegung zwingend auch die Entwicklung der beiden als risikolos unterstellten Zinssätze betrachtet werden. Hier sei sicher nicht auf eine numerische Übereinstimmung beider Zinssätze abzuzielen. Ein eindeutiger Trend zur Vergrößerung der numerischen Lücke zwischen beiden Werten lasse aber sehr wohl den Rückschluss auf eine Verletzung des Kriteriums der methodischen Konsistenz vermuten. Eine numerische Abweichung der beiden risikolosen Zinssätze weise zumindest immer auf eine Plausibilisierungsnotwendigkeit hin.

30 Der Verwendung von Nullkuponanleihen bei der Bestimmung des risikofreien Zinssatzes sei zuzustimmen. Die im CAPM geforderte Rendite einer risikolosen Veranlagung sei nur mit der Endfälligkeitsrendite (engl. Yield to Maturity) kreditrisikoloser Anleihen zu beobachten. Bei der Verwendung von Renditen, die nicht dem Charakter einer Endfälligkeitsrendite entsprächen, sei davon auszugehen, dass die Eigenkapitalkosten unterschätzt würden.

31 In einigen Stellungnahmen wurde gefordert, dass die Bandbreite der Restlaufzeiten im Rahmen des risikofreien Zinssatzes enger gefasst werden sollte, insbesondere um auf die Konsistenz zwischen den beiden den risikofreien Zinssätzen zugrundeliegenden Anleihereihen hinzuwirken. Da die durchschnittliche Restlaufzeit des von DMS verwendeten

Anleiheportfolios mindestens 16 Jahre betrage (vgl. Oxera (2025), S. 50, Rn. 143) und aufgrund des langen Anlagehorizonts bei Energienetzen sollten für die Bestimmung des risikofreien Zinssatzes Staatsanleihen mit Laufzeiten von 15 bis 20 Jahren zugrunde gelegt werden. So sei es auch in der internationalen Regulierungspraxis üblich, auf längere Restlaufzeiten von 15 und 20 Jahren abzustellen (vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), S. 25). Der Einbezug einer längeren Restlaufzeit, z.B. von 20 Jahren, sei hinsichtlich der langfristigen Kapitalbindung bei Netzinvestition tendenziell vorzugswürdig. Durch die Anwendung der Svensson-Methode und auf der Grundlage von Bundesbank-Daten sei eine Extrapolation von Zerobonds-Zinssätzen mit einer Restlaufzeit von 20 oder gar 30 Jahren umsetzbar. Diese Vorgehensweise sei in der deutschen Bewertungspraxis üblich.

32 Hinsichtlich der Länderauswahl wurde teilweise gefordert, dass die Festlegung eines risikolosen Zinssatzes ausschließlich auf Basis deutscher Staatsanleihen mit AAA-Rating erfolgen sollte. Die vorgesehene Möglichkeit einer Heranziehung von Euroraum-Staatsanleihen mit einem der deutschen Staatsanleihen entsprechenden Länderrating könne zwar für die Untersuchung von Verzerrungen (Convenience Yield) relevant sein, allerdings sollte die Festlegung eines risikolosen Zinssatzes auf Basis deutscher Staatsanleihen mit AAA-Rating erfolgen. Auch hier sei die methodisch notwendige Konsistenz der Bonität zu beachten: Bisher erfolge ein struktureller Verstoß gegen die Konsistenzanforderung bei der gleichzeitigen Verwendung unterschiedlicher Bonitäten im Basiszins und bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie. Eine systematische und methodisch einwandfreie Herleitung des risikofreien Zinssatzes setze daher voraus, dass auch die Bonität einheitlich bestimmt und über die gesamte WACC-Logik konsistent angewendet werde. In anderen Konsultationsbeiträgen wurde dagegen – wie bereits im Rahmen der Stellungnahmen zum Gutachten – kritisiert, dass durch die Eingrenzung auf Länder mit einer der deutschen entsprechenden Bonität beim risikofreien Zinssatz automatisch eine erhebliche Einschränkung der einzubeziehenden Länder stattfinde. Denn laut dem Gutachten von Frontier Economics et al. (2025) gebe es im Moment nur zwei weitere Euro-Länder, die dasselbe Rating wie Deutschland, ein AAA-Rating, erreichen. Zudem wäre diese Zinsreihe sehr stark von Deutschland dominiert. Daher sollten auch Staatsanleihen von Ländern mit der zweithöchsten Bonität grundsätzlich zugelassen werden, um den Kreis der einbezogenen Länder ausreichend zu erweitern. Dies decke sich auch mit den Empfehlungen von Hachmeister & Pedell (2025) und Oxera (2025). Die Ausweitung ermögliche der Bundesnetzagentur im Rahmen der Einzelfestlegung mehr

Freiheitsgrade und schaffe damit auch den Rahmen, um die Konsistenzanforderungen besser zu erfüllen.

33 Zudem wurde gefordert, dass die Prüfung auf das Vorliegen einer Convenience Yield in der Methodenfestlegung verbindlich vorgegeben werden sollte. Die Methodenfestlegung sollte bereits die Leitplanken für eine Ableitung und Quantifizierung dieses Effektes beinhalten.

34 Hinsichtlich der Durchschnittsbildung bei der Bestimmung des risikofreien Zinssatzes wurde die Orientierung an der Länge der Regulierungsperiode überwiegend begrüßt. Es wurde gefordert, dass der betrachtete Zeitraum zeitlich möglichst nah vor der Einzelfestlegung liegen sollte, damit keine bereits überholten Marktzinsniveaus dominieren. Teilweise wurde in Stellungnahmen angemerkt, dass durch die Verkürzung des Betrachtungszeitraums der Zinsreihen von zehn auf drei Jahre die mit der bisherigen Regelung erreichte Glättung von Sondereffekten nur noch sehr stark eingeschränkt stattfinde.

35 Teilweise wurde kritisiert, dass die Rahmenbedingungen für die Ermittlung des Risikofaktors nicht hinreichend bestimmt seien. Es sollten jedenfalls Konkretisierungen mit Blick auf die zeitliche und räumliche Abgrenzung vorgenommen werden. Auch das Schätzergebnis des Beta-Faktors sei bestmöglich mit alternativen Berechnungen und Sensitivitäten zu plausibilisieren, um ein robustes Ergebnis zu ermitteln. Darüber hinaus sollte mit einer ergänzenden qualitativen Risikoanalyse zusätzlich verprobt werden, ob der auf Basis der Börsenentwicklung ausländischer Netzbetreiber ermittelte Risikofaktor und dessen Entwicklung auch die Geschäftsrisiken und deren Entwicklung für die deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber plausibel widerspiegelt. Aus finanzökonomischer und regulatorischer Sicht sei es elementar, ergänzend einen T-Test auf den geschätzten Beta-Koeffizienten anzuwenden. Nur so könne überprüft werden, ob der ermittelte Wert signifikant von Null abweiche und somit einen nachweisbaren systematischen Zusammenhang zwischen Unternehmensrenditen und Marktportfolio widerspiegele. Eine Beta-Schätzung ohne Signifikanzprüfung berge das Risiko, dass regulatorische Vorgaben auf statistisch nicht belastbaren Werten beruhten.

36 Risikofaktor und Marktrisikoprämie seien aus einem identischen geografischen und marktspezifischen Bezugsrahmen zu bestimmen, um Inkonsistenzen zu vermeiden. Das CAPM setze für eine konsistente Risikobewertung voraus, dass Risikofaktor und Marktrisikoprämie aus demselben Kapitalmarktumfeld abgeleitet werden. Die derzeitige Kombination einer weltweit ermittelten Marktrisikoprämie mit einem lokal eingegrenzten Beta untergrabe diese

innere Konsistenz und führe zwangsläufig zu Verzerrungen der Eigenkapitalkosten – mit dem Risiko sowohl überhöhter als auch unangemessen niedriger Zinssätze.

37 Die alleinige Verwendung historischer Überrenditen führe zwar zu relativ konstanten Schätzern für die Marktrisikoprämie, sei aber in ihrem Prognosegehalt für die Zukunft anderen Methoden keineswegs überlegen. Die Frage der Prognosegüte werde jedoch weder von den Gutachtern der Bundesnetzagentur noch von der Bundesnetzagentur aufgegriffen.

38 Im Rahmen der Stellungnahmen wurde teilweise die Anwendung eines lokalen CAPM mit dem Rückgriff auf nationale Marktrisikoprämien, die in den unterschiedlichen Datensätzen vorhanden sind, gefordert. Ausgehend von diesen nationalen Marktrisikoprämien könne dann die Länderauswahl sowie der Zeitraum ausgewählt werden. Mithilfe von Gewichtungsfaktoren könne damit eine gewichtete historische Marktrisikoprämie auf Basis der nationalen historischen Marktrisikoprämien ermittelt werden. Daher sollte bei einer Festlegung auf die historischen Überrenditen in der Methodenfestlegung bereits die nationalen Marktrisikoprämien als Ausgangspunkt für die Ermittlung der Marktrisikoprämie festgeschrieben werden.

39 Der zu berücksichtigende geographische Raum bei der Länderauswahl solle vorzugsweise Europa oder die Eurozone umfassen. Da die Bundesnetzagentur vorsehe, den risikofreien Basiszins anhand von in Euro notierten Eurozone-Anleihen zu bestimmen, sollte auch zur Ermittlung der Marktrisikoprämie Europa herangezogen werden. Dies ermögliche eine konsistente Investorenperspektive auch bezüglich des Währungsraums.

40 Die notwendige Plausibilisierung sollte dann mit alternativen Methoden wie bspw. dem TMR-Ansatz erfolgen. Aber auch innerhalb der Methodik der historischen Überrenditen bestehe die Möglichkeit der Plausibilisierung. Dies sei zum einen mit unterschiedlichen Gewichten, aber auch mit dem Ansatz einer europäischen Marktrisikoprämie wie von BEREC gem. der WACC-Notice der Europäischen Kommission v. 6. Nov. 2019 berechnet möglich. Mit dem Abgleich zu BEREC würde auch gewährleistet, dass die Marktrisikoprämie, als sektorunspezifischer Parameter, auch innerhalb ein und derselben Behörde einheitlich angewendet werde oder aber zumindest die Ergebnisse aus anderen regulierten Sektoren zur Plausibilisierung der Ergebnisse herangezogen würden.

41 Die alleinige Anwendung des arithmetischen Mittels zur Ableitung der Jahresdurchschnitte entspreche dem aktuellen Stand der Wissenschaft und müsse bereits aus diesem Grund in der Methodenfestlegung verankert werden. Die aktuelle Transformationssituation sei als

Begründung hier nicht notwendig und wahrscheinlich auch nicht angemessen. Vereinzelt wurde angemerkt, dass mindestens eine geeignete Mittelwertbildung aus arithmetischem und geometrischem Mittel erfolgen müsse. Die einseitige Festlegung sei so offensichtlich einseitig zu Gunsten der Netzbetreiber, dass es auch mit den allgemeinen Grundsätzen zur Regulierung, insbesondere der Anerkennung von effizienten Kosten, nicht mehr vereinbar sei.

42 Bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie in der Einzelfestlegung sollten Aspekte wie die spezifischen energiepolitischen Ziele und Vorgaben für die Netzbetreiber in Deutschland, die Kapitalmarktsituation und Regulierungsentscheidungen im europäischen Ausland berücksichtigt werden.

43 Ausgangspunkt für die Ermittlung des WACC müsse der Eigenkapitalzinssatz nach Steuern sein. Dies sei die für Investoren international vergleichbare Größe und entspreche der erwarteten Rendite nach Ausschüttung des Unternehmensgewinns. Im Sinne einer international vergleichbaren transparenten Pauschalisierung sollten bei der notwendigen Überleitung auf einen Vor-Steuer-Zinssatz sämtliche Ertragssteuern über einen pauschalen Steuerfaktor berücksichtigt werden. Daher seien Körperschafts- und Gewerbesteuer pauschal im Steuerfaktor zu berücksichtigen. Der Eigenkapitalzins sollte somit vor Körperschafts- und Gewerbesteuer festgelegt werden. Die vollständige Abbildung der Unternehmenssteuern in einem WACC vor Steuern sei Standard in der internationalen Regulierungspraxis und zahle gleichzeitig auf das Ziel der Vereinfachung und Pauschalierung des Regulierungssystems ein. Aus Investorensicht komme es bei der Beurteilung der Rentabilität von Investitionen ausschließlich auf Eigenkapitalrendite nach sämtlichen Unternehmenssteuern an. Insofern sei der für Investoren relevante Maßstab zur Beurteilung der Angemessenheit der Einzelfestlegung der Eigenkapitalzinssatz nach Steuern.

4.3 Methodik zur Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes

44 Hinsichtlich der Auswahl des Indexes zur Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes wurde gefordert, dass volumenbedingte Zinsdifferenzen in die Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes einbezogen werden müssten. Kreditfinanzierungen mit geringeren Volumina seien häufig mit höheren Zinssätzen verbunden. Kleinere Netzbetreiber hätten im Vergleich zu größeren Unternehmen regelmäßig keinen Zugang zum Kapitalmarkt und seien stattdessen auf klassische Bankkredite angewiesen. Netzbetreiber riefen typischerweise kleinere Kreditvolumen ab, da Kapital im Zeitablauf bedarfsgerecht und in mehreren Tranchen

aufgenommen werde. Dieser Finanzierungsmodus spiegele die Realität der Mehrzahl der Netzbetreiber deutlich besser wider als die Annahme großvolumiger Einmalfinanzierungen.

45 Ein rein sektorspezifischer Ansatz sei nicht zwingend erforderlich, da Ratingagenturen sektorspezifische Risiken bereits in ihrer Bonitätsbewertung berücksichtigten. Historische Daten zeigten, dass die Renditen von Anleihen aus verschiedenen Sektoren bei gleicher Bonität nur marginale Unterschiede aufwiesen. Eine Sektorbeschränkung schränke die Datengrundlage unnötig ein, was die Präzision der Schätzung reduziere und die Wahrscheinlichkeit von Schätzfehlern erhöhe. Ein breiterer Unternehmensanleiheindex biete den Vorteil einer größeren Liquidität und Stabilität, wodurch der Kapitalmarkt repräsentativer abgebildet werde.

46 Der Ansatz, den zu ermittelnden Fremdkapitalzinssatz ausschließlich auf Basis eines Euro-Anleiheindex zu bestimmen, erzeuge eine methodische Inkonsistenz innerhalb der WACC-Systematik. So solle die Marktrisikoprämie auf Basis internationaler Kapitalmarktdaten ermittelt werden (welche überwiegend nicht auf den Euro lauten), während die Ableitung des Fremdkapitalzinssatzes rein in Euro erfolgen solle. Dies widerspreche dem Grundsatz der konzeptionellen Einheitlichkeit der Parameter im CAPM und gefährde die Konsistenz zwischen Eigen- und Fremdkapitalkomponente im WACC.

47 Darüber hinaus werde außer Acht gelassen, dass sich Netzbetreiber in der Praxis nicht ausschließlich am Euro-Markt refinanzierten, sondern – insbesondere in Phasen veränderter Zinsdifferenzen zwischen Währungsräumen – auch Darlehen in anderen Leitwährungen wie USD oder GBP aufnähmen. Eine einseitige Beschränkung auf Euro-Instrumente blende diese realen Finanzierungsmöglichkeiten und deren potenziell günstigeren Konditionen aus, wodurch die regulatorische Kalkulation nicht mehr die tatsächlichen Marktchancen widerspiegele. Zudem könnten währungsübergreifende Finanzierungen, abgesichert durch Währungsswaps, in der Praxis ein gängiges Mittel sein, um Zinskosten zu optimieren und die Investitionsfähigkeit zu stärken.

48 In den Stellungnahmen wurde die Laufzeitannahme von 10 Jahre überwiegend begrüßt und vorgetragen, dass dies eine sachgerechte Abbildung der tatsächlichen Finanzierungsdauern darstelle.

49 Mehrere Stellungnahmen begrüßen die hinterlegte Ratingkategorie und stellen dar, dass dies eine sachgerechte Abbildung der Kapitalmarktverhältnisse darstelle.

50 Die Differenzierung zwischen Bestands- und Neuinvestitionen wird teilweise begrüßt, von Seiten der Netzbetreiber wird auch für Bestandsanlagen ein stärker rollierender Ansatz gefordert.

51 Die siebenjährige Durchschnittsbildung auf das Bestandsvermögen sei nicht sachgerecht, Insbesondere wurde (jedenfalls) für das nächste Basisjahr ein fünfjähriger Durchschnitt gefordert. Bezogen auf das nächste Basisjahr sei kein eingeschwungenes, sondern ein deutlich steigendes Investitions- und Zinsniveau gegeben. Der durchschnittliche Zinsaufwand der Netzbetreiber werde hierbei deutlich über dem siebenjährigen Durchschnittswert liegen, weshalb ein kürzerer Durchschnitt – zumindest im nächsten Basisjahr – zugrunde zu legen sei. Ein siebenjähriger Durchschnitt zur Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes sei unter realen Finanzierungsbedingungen auch ökonomisch nicht vertretbar, da er die Auswirkungen auf die Finanzierungskosten nur unzureichend abbilde. Durch den siebenjährigen Durchschnitt und insbesondere dessen Fixierung für eine gesamte Regulierungsperiode würden zum einen die Niedrigzinsjahre (je nach Festlegungszeitpunkt) voll einbezogen und zum anderen in Bezug auf das bereits in der Vergangenheit gestiegene und künftig weiter steigende Investitionsvolumen viel zu stark gewichtet. Ein siebenjähriger Durchschnitt gewichte alle Jahre gleich. Dadurch würden die Niedrigzinsjahre, die zwei bzw. drei Jahre dieses Zeitraums ausmachen würden, einen unverhältnismäßig starken Einfluss entfalten (2/7 ca. 29 Prozent bzw. 3/7 ca. 43 Prozent). Gleichzeitig hätten sich die Investitionsvolumina – und damit auch die Darlehensaufnahmen – in den Jahren nach der Niedrigzinsphase deutlich erhöht. Eine sachgerechte Durchschnittsbildung müsste daher diese späteren Jahre stärker berücksichtigen, anstatt sie gleich zu gewichten.

52 Jedenfalls sollte die Dynamik des Netzausbaus durch die Verteilernetzbetreiber mittels Gewichtung der Zinssatz-Jahresscheiben anhand der Investitionshochläufe der Verteilernetzbetreiber berücksichtigt werden. Zwar sei es zutreffend, dass Netzbetreiber auch im Zeitpunkt des Niedrigzinsumfeldes Fremdkapital aufgenommen haben, mit denen anteilig auch Bestandsanlagen des kommenden Basisjahres finanziert worden seien. Es sei daher grundsätzlich sachgerecht, dass die niedrigen Zinssätze in die Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes Eingang fänden. Die Regelung, nach welcher ein länger zurückliegendes Niedrigzinsjahr genauso mit einem Anteil von 1/7 in die Bestimmung des regulatorischen Fremdkapitalzinssatzes einfließen solle wie ein aktuelleres Normalzinsjahr, sei jedoch nicht sachgerecht.

53 Die methodischen Vorgaben der Fixierung eines siebenjährigen historischen Durchschnitts für das Bestandsvermögen führten – bereits jetzt auf Basis aktueller Kapitalmarktdaten und Prognosen sicher abschätzbar – in der gesamten fünften Regulierungsperiode zu einer strukturellen Unterdeckung in einer Größenordnung von mindestens 1 Prozent-Punkt des Fremdkapitalzinssatzes für die gesamte Branche und das selbst bei einer unterstellten optimalen Finanzierung in Höhe des sektorspezifischen Index. Finanzierungsnebenkosten wie bspw. ein Underpricing seien darin noch gar nicht berücksichtigt.

54 Der von der Bundesnetzagentur vorgesehene regulatorische Fremdkapitalzinssatz für Bestandsinvestitionen liege deutlich unterhalb der aktuellen Finanzierungskosten für Neuinvestitionen und auch deutlich unterhalb eines Bestandszinses, der sich in einer sachgerechten Mischkalkulation für den Bestand ergeben würde. D. h. die Fremdkapitalkosten der Investitionen bis einschließlich 2026 würden ab 2029 nur noch unzureichend erstattet. Diese wirtschaftlichen Nachteile kurze Zeit nach einer getätigten Investition stellten keine Anreize für die notwendigen Investitionen dar. Abhilfe schaffen würde entweder die Zinssätze für Neuinvestitionen immer für 10 Jahre zu gewähren oder die zuvor beschriebene Fremdkapitalverzinsung des Bestands anhand eines rollierenden Durchschnittszeitraums von fünf Jahren vorzunehmen. Zudem wäre anders als im Kapitalkostenaufschlag kein nachträglicher Abgleich nötig. Auch für den Endverbraucher führe eine rollierende Beobachtungsperiode zur Vermeidung von großen Schwankungen im WACC.

55 Als weiterer möglicher Lösungsansatz zur Dynamisierung wurde die Einführung eines „Zinsänderungselements“ vorgeschlagen, der für die Netzbetreiber je nach Zinsentwicklung positive oder negative Wirkung entfalten könne. Auf Grundlage des genehmigten Ausgangsniveaus aus dem Basisjahr, in dem die fortgeschriebenen Kapitalkosten bereits implizit mit abgebildet seien, sollen diese in den Folgejahren lediglich mit einem jährlich rollierend angepassten Fremdkapitalzinssatz jeweils neu berechnet und das sich ergebende Zins-Delta zum Zinssatz aus der Einzelfestlegung als Zinsänderungselement in der Ermittlung der Erlösobergrenze des Folgejahres mit aufgenommen werden. Dabei werde die genehmigte regulierte Verzinsungsbasis unverändert gelassen. Die Integration eines solchen Zinsänderungselements zur Abbildung des Zins-Deltas wäre leicht und ohne großen Aufwand in die bisherige Erlösobergrenzen-Formel möglich. Das genehmigte Ausgangsniveau des Basisjahres mit den implizit enthaltenen, fortgeschriebenen Kapitalkosten bliebe unangetastet und es bedürfe auch keiner nachträglichen Anpassung bzw. Neubescheidung. Eine zusätzliche

Datenerhebung wäre ebenfalls nicht notwendig. Auch wäre, anders als im Kapitalkostenaufschlag-Ansatz, bei dem bereits mit jährlich aktualisierten Zinssätzen gearbeitet werde, hier kein zusätzlicher Plan-Ist-Abgleich notwendig, da immer auf die tatsächlichen Ist-Werte abgestellt werde.

56 Im Rahmen der Stellungnahmen wurde kritisiert, dass die Methodik zur Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes für Bestandsinvestitionen im Konsultationsprozess bislang nicht thematisiert worden sei. Eine solch weitreichende Änderung hätte einer intensiven Diskussion mit den betroffenen Akteuren bedurft, um die Auswirkungen angemessen zu bewerten und Alternativen zu prüfen. Die fehlende Einbindung der Marktteilnehmer werfe Fragen hinsichtlich der Beteiligung und Transparenz des Regulierungsverfahrens auf.

57 Der pauschale Ausschluss der Berücksichtigung von Nebenkosten der Fremdfinanzierung im Rahmen der Methodenfestlegung sei nicht sachgerecht. Bei der Studie von NERA Economic Consulting aus dem Jahr 2023, wonach deutsche Netzbetreiber nur selten Anleiheemissionen unter Nennwert durchführen, handele es sich um eine punktuelle Betrachtung, deren Aussagekraft zeitlich begrenzt sei. Die Annahme, wonach Unternehmen, die Anleihen begeben, ihre Finanzierungsnebenkosten bereits über das Budgetprinzip im Basisjahr geltend machen würden, greife für die Mehrheit kleinerer Netzbetreiber nicht. Aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Finanzierungsvolumina begäben diese Unternehmen nur in Ausnahmefällen selbst Anleihen am Kapitalmarkt. Die Finanzierung erfolge überwiegend über Bankdarlehen. Dabei sei davon auszugehen, dass Sachverhalte, die bei einer Anleiheemission als pagatorische Kosten direkt geltend gemacht werden könnten, im Falle einer Darlehensaufnahme in den Zinssatz einfließen würden. Diese Kosten seien somit nicht separat als pagatorische Aufwendungen im Basisjahr erfassbar. Wenn die Methodenfestlegung den Ausgleich über den Fremdkapitalzinssatz ausschließe, entstehe eine strukturelle Benachteiligung kleinerer Netzbetreiber. Dies stelle eine nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlung dar.

58 Anleihen reflektierten die Fremdkapitalkosten nur unzureichend. Ein solcher Index repräsentiere die Kurse, zu denen die Markteilnehmer im Sekundärmarkt bereits emittierte Anleihen in kleinen Stücken untereinander handeln. Die Kurse stellten damit eine gute Ausgangsbasis zur Bestimmung der Fremdkapitalkosten dar, reflektierten sie aber nur unvollständig. Die Netzbetreiber müssten nämlich tatsächlich neues Fremdkapital beschaffen und emittierten dafür selbst neue Anleihen am Primärmarkt in großen individuellen

Transaktionen. Diese Anleiheemissionen seien mit zusätzlichen, unvermeidbaren Kosten verbunden, die im Sekundärmarktindex nicht reflektiert würden. Dazu zählten z.B. Neuemissionsprämien für die Begebung von Anleihen, Rechts- und Beratungskosten, Ratinggebühren oder Kosten für die Bestellung von Sicherheiten. Diese Aufwendungen fielen unabhängig von der Kuponhöhe an und seien im Anleiheindex nicht enthalten. Gerade für kleinere Netzbetreiber oder Unternehmen, die überwiegend über Bankendarlehen finanzieren, lägen diese Kosten im Verhältnis häufig deutlich höher als bei großvolumigen Kapitalmarkttransaktionen.

59 Um die Gesamtkosten des Fremdkapitals vollständig abzubilden, sei es unerlässlich, die anfallenden Nebenkosten durch einen pauschalen Aufschlag mit einzubeziehen und dabei auch die Konditionen kleinerer Netzbetreiber angemessen zu berücksichtigen. So habe beispielsweise die britische Regulierungsbehörde einen Kostenaufschlag für kleine Unternehmen festgelegt.

4.4 Festlegung der Kapitalquoten

60 Die Festlegung einer Eigenkapitalquote von 40 Prozent schaffe Planungssicherheit. Allerdings sei die pauschale Ablehnung höherer Eigenkapitalanteile nicht hinreichend nachvollziehbar. Die genannte Eigenkapitalquote von 40 Prozent liege nach den Ausführungen der Gutachter der Bundesnetzagentur im internationalen Vergleich am unteren Rand. Methodisch werde dies nur eingeschränkt dadurch kompensiert, dass bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes unter Anwendung des CAPM eine geringere Eigenkapitalquote mit einem höheren Beta-Faktor und einem entsprechend höheren Wagniszuschlag einhergehe. Die Quote von 40 Prozent sollte daher als Mindestanforderung definiert und die Möglichkeit höherer Quoten bei entsprechender Risikolage zugelassen werden.

61 Vereinzelt wurden auch niedrigere Eigenkapitalquoten gefordert. Zwar bestehe ein Anreiz zur Optimierung der Eigenkapitalquoten. Die damit erreichbaren höheren Renditen würden jedoch nicht abgeschöpft und verblieben dauerhaft den Eigenkapitalgebern. Angesichts des niedrigen Risikoprofils wären auch Eigenkapitalquoten von 20 Prozent möglich und aus Netznutzersicht kostengünstiger. Es stehe den Netzbetreibern dann immer noch frei, auch höhere Eigenkapitalquoten zu wählen.

5. Beteiligung

62 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. Den Landesregulierungsbehörden sowie dem Bundeskartellamt wurde am 30.06.2025 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG vor Erlass der Entscheidung Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Länderausschuss wurde ebenfalls gemäß § 54 Abs. 3 EnWG förmlich befasst. Die Beschlusskammer hat dem Länderausschuss hierzu den Beschlussentwurf am 13.11.2025 übersandt. Das Benehmen des Länderausschusses wurde nach § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG am 27.11.2025 hergestellt.

63 Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

64 Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG die für den bundeseinheitlichen Erlass dieser Festlegung zuständige Regulierungsbehörde.

65 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG. Die Große Beschlusskammer trifft bundesweit einheitliche Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG.

2. Ermächtigungsgrundlage

66 Die Vorgaben der Festlegung ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 1 a) und f) und S. 5 EnWG.

67 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber allen Netzbetreibern erfolgen.

68 Nach § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG kann die Regulierungsbehörde in einem Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG Regelungen treffen zu den Kosten für die Netzentgeltermittlung hinsichtlich des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen und den Elektrizitätsversorgungsnetzen, insbesondere zur Bestimmung betriebsnotwendiger Netzkosten ausgehend von den Tätigkeitsabschlüssen nach § 6b Abs. 3, beispielsweise zu aufwandsgleichen Kostenpositionen, zu kalkulatorischen Abschreibungen, zu einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, zur kalkulatorischen Gewerbesteuer und zu kostenmindernden Erlösen und Erträgen.

3. Formelle Rechtmäßigkeit

69 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

70 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat den Festlegungsentwurf auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens sowie die Konsultation wurden im Amtsblatt der Behörde bekanntgegeben. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu dem veröffentlichten Festlegungsentwurf Stellung genommen.

71 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG am 16.01.2025 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde am 30.06.2025 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Länderausschuss wurde am 27.11.2025 gemäß § 54 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG ebenfalls förmlich befasst. Ein Benehmen wurde hergestellt.

4. Rechtlicher Rahmen

4.1 Europäischer Rechtsrahmen

72 Der aktuell gültige europäische Rechtsrahmen sieht die folgenden, hier einschlägigen materiell-rechtlichen Netzentgeltmaßstäbe vor, die in verschiedenen Vorschriften der relevanten Rechtsakte konkretisiert werden.

73 Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen sowie Gasfernleitungsnetzen zählt es, anhand transparenter Methoden die Entgelte oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen, Art. 59 Abs. 1 lit. a) Richtlinie (EU) 2019/944 (Strom-RL), Art. 78 Abs. 1 lit. a) Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-RL). Unter diese Zuständigkeit ist sowohl die Regelung der Netzentgeltsystematik als auch der Methoden zur Ermittlung der zulässigen Erlöse, die bei der Netzentgeltermittlung einkalkuliert werden können, zu subsumieren.

74 Dabei erfolgt im Europarecht keine systematische Differenzierung der Maßstäbe der Ebene der Netzkostenermittlung und der Bemessung der Netzentgelte. Vielmehr wird die Netzkostenermittlung als ein Schritt im Gesamtprozess der Bestimmung der Höhe und Bemessung der Netzentgelte behandelt. Die einschlägigen Normen betreffen sämtliche Schritte hin zur Bildung von Netzentgelten, also auch schon die Entscheidung darüber, welche Kosten über Netzentgelte refinanziert werden können. Dies verdeutlicht etwa Art. 18 Abs. 1 S. 1 Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO) bzw. Art. 17 Abs. 1 S. 1 Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-VO) mit dem Erfordernis, dass die Entgelte die Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Naturgemäß kann dies nicht erst in der Netzentgeltsystematik umgesetzt werden, sondern vorgelagert bei der Bestimmung der Kostenbasis.

75 In den Verfahren GBK-25-01-1#1 (im Folgenden RAMEN Strom) und GBK-25-01-2#1 (im Folgenden RAMEN Gas) sowie GBK-24-02-1#3 (im Folgenden StromNEF) und GBK-24-02-

2#3 (im Folgenden GasNEF) beabsichtigt die Beschlusskammer in Ausübung ihres Ermessens für die Regulierung von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreibern sowie Fernleitungsnetzbetreibern eine Anreizregulierung festzulegen sowie eine kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung einzuführen. In der vorliegenden Methodenfestlegung wird – darauf aufbauend – die Methodik zur Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes geregelt. Auch im Hinblick auf diesen Teilaspekt der Regulierungszuständigkeit nach Art. 59 Abs. 1 lit. a) Richtlinie (EU) 2019/944 (Strom-RL), Art. 78 Abs. 1 lit. a) Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-RL) hat die Beschlusskammer ein weites Ermessen. Gleichwohl bestehen gewisse Leitplanken. Diese ergeben sich teils aus speziellen materiellen Regelungen, teils aus den Normen, die die Ziele der Regulierungsbehörden regeln, sowie teilweise aus generellen Regelungen und Prinzipien des europäischen Rechts. Nachfolgend werden die sich aus der Rechtsordnung der Europäischen Union ergebenden materiellen Vorgaben, die für die vorliegende Festlegung Relevanz haben, zusammenfassend dargestellt.

4.1.1 Transparenz

76 Primärziel dieses Kriteriums ist die Sicherstellung einer Entgeltregulierung, die inhaltlich klar, bestimmt und im Interesse des Binnenmarktes überregional zugänglich ist, sodass es den betroffenen Marktteilnehmern möglich ist, die wirtschaftlichen Folgen der Tarifgestaltung vorherzusehen, vgl. Erwägungsgrund 26, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO (EU) 2019/943, Art. 6 Abs. 1 S. 2, Art. 59 Abs. 1 lit. a) VO (EU) 2019/944, Anhang XIII Nr. 1 Richtlinie (EU) 2023/1791 (Energieeffizienz-RL), Art. 31 Abs. 1 Art. 78 Abs. 1 RL (EU) 2024/1788.

77 Es ist Aufgabe der Regulierungsbehörde, anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 59 Abs. 1 lit. a) VO (EU) 2019/944). Die Mitgliedstaaten haben sicherzustellen, dass die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung vor deren Inkrafttreten genehmigt werden und dass die Tarife und — soweit nur die Methoden einer Genehmigung unterliegen — die Methoden vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden (Art. 6 Abs. 1 S. 2, Art. 59 Abs. 8 VO (EU) 2019/944).

4.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz

78 Der Maßstab der Kostenorientierung (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, Abs. 7 Strom-VO, Erwägungsgrund 81 VO (EU) 2019/944, Anhang XIII Nr. 1 Energieeffizienz-RL, Erwägungsgrund 9, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO, Erwägungsgrund 119 Gas-RL) ist ein wichtiger Maßstab, um die Angemessenheit der Netzentgelte sicherzustellen. Gleichzeitig ist

er auch ein wesentlicher Maßstab dafür, welches Ausgangsniveau die Regulierungsbehörde dem Netzbetreiber zur Bildung der Netzentgelte zugestehen kann. Aus dem Wortlaut (Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist.[6]

79 Denn ein weiterer zentraler europarechtlicher Grundsatz ist, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO). Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Daraus abgeleitet ergibt sich auch, dass Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen.

80 Wesentlicher Anknüpfungspunkt für den Netzentgeltmaßstab der Kostenorientierung sind Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO, Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Gas-VO. Danach müssen die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, kostenorientiert und transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden.

81 Tarife und Methoden sind so zu gestalten, dass notwendige Investitionstätigkeit und damit die Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (Art. 59 Abs. 7 lit a. VO (EU) 2019/944, Art. 27 Abs. 5 Energieeffizienz-RL, Art. 78 Abs. 7 lit. a) Gas-RL, ähnlich Art. 17 Abs. 1 UAbs. 1 Gas-VO).

4.1.3 Verbraucherfreundlichkeit

82 Eine weitere Zielvorgabe ist der Verbraucherschutz sowie die damit verbundene Erschwinglichkeit der Energieversorgung, die sowohl zu den allgemeinen Zielen des europäischen Primärrechts als auch zu den speziellen Zielen des europäischen Energiewirtschaftsrechts zählt, Art. 169 AEUV, 3 Abs. 3 EUV, 1 Abs. 2, 77 lit. d) und g) RL (EU) 2024/1788, 58 lit. d) und g) RL (EU) 2019/944, 1 lit. e), 2. Erwägungsgrund VO (EU) 2019/943.

[6] Vgl. EuGH, Urteil vom 16.07.2020, C-771/18, Rn. 43, Juris.

4.1.4 Weitere allgemeine Maßstäbe und Zielbestimmungen für die Netzkostenermittlung

83 Weitere Zielbestimmungen mit Relevanz für die Ermittlung von Netzentgelten sind insbesondere Energieeffizienz (Art. 194 Abs. 1 lit. c) AEUV, 18 Abs. 2 lit. a) VO (EU) 2019/943, Anhang XIII, Ziffer 1 RL (EU) 2023/955, Art. 27 Abs. 1, Abs. 7 S. 1 RL (EU) 2023/1791), Versorgungssicherheit (Art. 1 lit. a), Art. 18 Abs. 2 lit. b) VO (EU) 2019/943, 9 Abs. 2, 58 lit. h) RL (EU) 2019/944, Art. 3 lit. c) VO (EU) 2024/1789, 6 Abs. 2, 77 lit a), 78 Abs. 7 lit. a) RL (EU) 2024/1788) und Umweltverträglichkeit (Art. 1 lit. a), b), 18 Abs. 2 lit. a), f) VO (EU) 2019/943, 9 Abs. 1 und 2, 58 lit. a), d), e) RL (EU) 2019/944, 3. Erwägungsgrund VO (EU) 2024/1789, Art. 1, 6 Abs. 2, 77 lit. a), d) RL (EU) 2024/1788) sowie die Förderung von Flexibilität (Anhang XIII Ziffer 2. a) RL (EU) 2023/1791, Art. 18 Abs. 2 lit. g) VO (EU) 2019/943). Insofern ist jedoch zu beachten, dass die materiellen Regelungen mit Bezug zu Tariffragen angesichts der Offenheit des europäischen Rechts hinsichtlich der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens einen hohen Abstraktionsgrad aufweisen. Das vorliegende Verfahren ist nicht geeignet, alle bestehenden Ziele einer konkreten Umsetzung zuzuführen. Insofern ist zu beachten, dass die vorliegende Festlegung sich in ein System einbettet, das letztlich durch eine Vielzahl von Festlegungen konstituiert wird. Der Regelungsgegenstand dieser Festlegung eignet sich für die Verfolgung bestimmter Ziele des Europarechts, die in den Abschnitten 4.1.1 bis 4.1.3 genannt wurden, eher als für die sonstigen Ziele. Denn entsprechende geeignete Mechanismen, wie z.B. eine etwaige Qualitätsregulierung etc., liegen außerhalb des Regelungsgegenstands dieser Festlegung. Gleichwohl müssen diese Zielbestimmungen auch vorliegend – soweit sie betroffen sein können – in den Abwägungsentscheidungen angemessen gewichtet werden.

4.2 Nationaler Rechtsrahmen

84 Der Gesetzgeber hat die europarechtlichen Vorgaben in den §§ 21, 21a EnWG umgesetzt, die wiederum, der Rechtsprechung des EuGH entsprechend, weitreichende Festlegungsermächtigungen für die Bundesnetzagentur vorsehen.

85 Daneben benennt § 1 EnWG allgemeine Zwecke des Energierechts sowie allgemeine Ziele der Regulierung, wobei es sich im Wesentlichen ebenfalls um Wiederholungen von Zielen des Unionsrechts handelt.

86 Nach § 1 EnWG ist der Zweck des EnWG eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale

leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

87 Nach § 21 Abs. 1 S. 1 EnWG müssen die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang insbesondere angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG werden die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG). Dieser Grundsatz ist dabei eine Ausprägung der europarechtlichen Vorgabe, wonach die Entgelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck zu bringen haben, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Art. 18 Abs. 1 Strom-VO). Das Kriterium der Kosteneffizienz und das Merkmal der Wettbewerbsanalogie sind dabei zwei Seiten derselben Medaille. Im Wettbewerb setzt sich der effiziente Anbieter durch, so dass sich der Wettbewerbspreis im Gleichgewicht auf dem Niveau der Kosten eines effizienten Betreibers einpendelt. Wenn nur diese effizienten, sich im Wettbewerb einstellenden Kosten anerkannt werden, ist damit automatisch ein Anreiz zu einer effizienten Leistungserbringung verbunden.[7] Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen zudem so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG). Nach § 21 Abs. 3 S. 2 EnWG müssen die festgelegten Methoden den Stand der Wissenschaft berücksichtigen. Dabei stellt die Regulierungsbehörde sicher, dass eine Quersubventionierung zwischen den Transport-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des einschlägigen Sektors verhindert wird (§ 21 Abs. 3 S. 3 EnWG).

5. Adressaten (Tenorziffer 1)

88 Die Festlegung richtet sich gemäß Tenorziffer 1.1 grundsätzlich bundesweit an alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 3 Nr. 3 EnWG, alle Betreiber von Gasverteilernetzen nach § 3 Nr. 8 EnWG und alle Betreiber von Fernleitungsnetzen nach § 3 Nr. 5 EnWG (Netzbetreiber im Sinne dieser Festlegung)[8].

[7] Groebel, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 21 Rn. 68.

[8] § 3 Nr. 9, 11 und 14 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 21/1497 v. 08.09.2025.

89 Diese Festlegung adressiert nicht die Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 3 Nr. 10 EnWG, und zwar weder solche ohne noch solche mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Nr. 10a EnWG[9]. Dies schließt auch selbständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen nach § 3 Nr. 31 EnWG vom Anwendungsbereich dieser Festlegung aus. Aufgrund der starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie der Systemaufgaben für Deutschland und im Europäischen Binnenmarkt erscheint es hier in größerem Umfang sinnvoll, von der bisherigen und hier fortentwickelten Regulierungssystematik abzuweichen und gesonderte Regelungen, sofern auch notwendig für die Kapitalverzinsung, für Übertragungsnetzbetreiber zu treffen. Zugleich bietet die überschaubare Anzahl an Betreibern von Übertragungsnetzen direktere regulatorische Ansatzpunkte, um diesen starken Sonderentwicklungen zu begegnen. Die stark auseinanderlaufenden Perspektiven und Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen legen nahe, dass eine Fortführung des Gleichklangs der Kostenregulierung zukünftig nicht mehr sachgerecht erscheint, sondern vielmehr das kostenregulatorische System bei den Betreibern von Übertragungsnetzen im Vergleich zum System der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen eher auseinanderlaufen wird. Diesem Umstand soll durch die gesonderte Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2) Rechnung getragen werden, die auch Regelungen zur Kapitalverzinsung enthält. Soweit Regelungen der vorliegenden Festlegung auch auf Übertragungsnetzbetreiber Anwendung finden sollen, wird dies in der Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2) geregelt und auf die hiesige Festlegung verwiesen. So ist etwa nach derzeitigem Stand der Erwägungen vorgesehen, dass der für Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber nach der in Tenorziffer 4 der vorliegenden Festlegung geregelte Methodik festgelegte Eigenkapitalzinssatz auch bei der Ermittlung der Netzkosten der Übertragungsnetzbetreiber Anwendung finden soll.

6. Ermittlung des pauschalen Kapitalkostensatzes (Tenorziffer 2)

90 In den Festlegungen RAMEN Strom und Gas wird die inhaltliche Grundentscheidung zur Einführung eines gewichteten Gesamtkapitalkostensatzes (WACC: weighted average cost of capital) getroffen. Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung ergibt sich demnach aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit einem gewichteten durchschnittlichen

[9] § 3 Nr. 16 und 17 EnWG in der Fassung des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, BT-Drs. 21/1497 v. 08.09.2025.

Gesamtkapitalkostensatz. Hinsichtlich der Begründung zur Einführung eines WACC wird vollumfänglich auf die Festlegungen RAMEN Strom und Gas sowie StromNEF und GasNEF verwiesen.

91 Gegenstand des vorliegenden Verfahrens ist darauf aufbauend die Festlegung der Methodik zur Ermittlung dieses gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes – sowohl für das Ausgangsniveau als auch für den Kapitalkostenaufschlag. Hierbei hat die Beschlusskammer die unter 4. dargestellten europäischen und nationalen rechtlichen Vorgaben zugrunde gelegt und die darin enthaltenen Leitplanken und Wertungen bei der Ausübung des ihr zustehenden Beurteilungs- und Ermessensspielraums – wie in der Begründung der jeweiligen Tenorziffern ausführlich dargestellt werden wird – abgewogen und berücksichtigt. Insbesondere hat sie die in § 1 EnWG genannten Zwecke sowie die Vorgaben des § 21 EnWG sowie die einschlägigen europarechtlichen Vorgaben (s. o.) berücksichtigt. Die Beschlusskammer stellt mit den vorliegend getroffenen Vorgaben zur Ermittlung des pauschalen Kapitalverzinsungssatzes eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals i. S. d. § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 a) EnWG sicher.

92 Die festgelegten Methoden berücksichtigen den Stand der Wissenschaft (§§ 21 Abs. 3 S. 2, 73 Abs. 1b S. 2 EnWG). Die an die Bundesnetzagentur im Rahmen des unbestimmten Rechtsbegriffes des Stands der Wissenschaft gestellten Anforderungen hat die Rechtsprechung (hinsichtlich der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach § 9 Abs. 3 S. 1 ARegV) wie folgt definiert: Die Bundesnetzagentur müsse ermitteln, welche wissenschaftlich anerkannten Verfahren grundsätzlich in Betracht kämen und deren jeweilige Vor- und Nachteile gegeneinander abwägen, ohne dass sie vor der Entscheidung für eine bestimmte Methode alle möglicherweise geeigneten, in der Wissenschaft diskutierten Verfahren und Modelle umfassend aufarbeiten und in allen Einzelheiten auf ihre Anwendbarkeit, die konkrete Modellierbarkeit, die Verlässlichkeit und die Robustheit danach zu gewinnender Ergebnisse überprüfen müsste.[10] Dem ist die Beschlusskammer umfassend nachgekommen. Um den Stand der Wissenschaft angemessen berücksichtigen zu können, hat die Bundesnetzagentur ein Gutachten ausgeschrieben, in dem die grundlegenden methodischen Fragestellungen hinsichtlich der Kapitalkostenermittlung ab der fünften Regulierungsperiode wissenschaftlich beleuchtet wurden. Den Zuschlag haben Frontier Economics zusammen mit Professor Dr. Zechner und Professor Dr. Randl erhalten. Dieses

[10] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 16.03.2022, 3 Kart 128/19 (V), Rn. 57, Juris.

Gutachten hat die Bundesnetzagentur zusammen mit ihrer vorläufigen Einordnung der Ergebnisse veröffentlicht und den Marktteilnehmern Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Zudem hat sich die Bundesnetzagentur mit von den Marktteilnehmern eingebrachten Gutachten auseinandergesetzt und diese gewürdigt sowie selbst die wissenschaftliche Diskussion zu spezifischen Fragen ausgewertet. Die grundsätzlichen anerkannten wissenschaftlichen Methoden sowie die Abwägung deren jeweiliger Vor- und Nachteile werden in der vorliegenden Entscheidung bei den jeweiligen Fragestellungen dargestellt und die Wahl der Methodik umfassend begründet. Damit wird die Beschlusskammer auch den in § 73 Abs. 1b S. 1 EnWG genannten Anforderungen an die Begründung einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG gerecht.

93 Der nach Maßgabe von Tenorziffer 5.2 der Festlegungen RAMEN Strom und Gas für die Bestimmung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung heranzuziehende gewichtete durchschnittliche Gesamtkapitalkostensatz (WACC) wird als gewichteter Mittelwert aus kalkulatorischem Eigenkapitalzinssatz unter Berücksichtigung des Steuerfaktors (s) und kalkulatorischem Fremdkapitalzinssatz für das Bestandsvermögen im Basisjahr – das heißt Investitionen bis einschließlich des Basisjahres nach Tenorziffer 2.3 S. 2 der Festlegungen RAMEN Strom und Gas (maßgeblich ist das Kalenderjahr, in dem das jeweilige Anlagegut nach Fertigstellung aktiviert wurde) – nach Maßgabe der Tenorziffern 3., 4., 5.1, 5.2 und 5.5 ermittelt.

$$WACC = Zinssatz_{EK} * Steuerfaktor * Quote_{EK} + Zinssatz_{FKBestand} * Quote_{FK}$$

94 Die Gewichtung erfolgt anhand einer pauschal angenommenen Kapitalstruktur entsprechend der Anteile von Eigen- und Fremdkapital (siehe hierzu unter 7.).

95 Die Bundesnetzagentur legt den WACC ab der fünften Regulierungsperiode vor Beginn einer Regulierungsperiode nach Tenorziffer 2.3 der Festlegungen RAMEN Strom und Gas durch bundesweit einheitliche Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG für die gesamte Regulierungsperiode fest. Die Festlegung des WACC nach den in der vorliegenden Festlegung geregelten Vorgaben erfolgt erstmalig mit Wirkung für die fünfte Regulierungsperiode, die für Gasnetzbetreiber am 01.01.2028 (vgl. Tenorziffer 2.2 der Festlegung RAMEN Gas) und für Elektrizitätsnetzbetreiber am 01.01.2029 (vgl. Tenorziffer 2.2 der Festlegung RAMEN Strom) beginnt. Die rechtzeitige Festlegung vor Beginn einer Regulierungsperiode und die Fixierung des WACC für die Dauer der gesamte Regulierungsperiode gewährleisten Planbarkeit und Verlässlichkeit für Netzbetreiber und Investoren.

7. Anzusetzende Kapitalquote (Tenorziffer 3)

96 Bei der Bestimmung des gewichteten Gesamtkapitalkostensatzes ist eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent anzusetzen. Die Fremdkapitalquote wird als Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote bestimmt und beträgt dementsprechend 60 Prozent.

97 Das prozentuale Verhältnis zwischen Eigen- und Fremdkapital wird zur Gewährleistung von Planungssicherheit bereits auf Ebene der Methodenfestlegung konkret beziffert. Dies gibt den Netzbetreibern die Möglichkeit, frühzeitig Optimierungspotential in ihrer Kapitalstruktur zu identifizieren. Zudem wird hierdurch Transparenz und Sicherheit für Investoren geschaffen.

98 Zur Bestimmung eines Referenzwertes für die Normierung der Kapitalquote hat das von der Bundesnetzagentur beauftragte Gutachterkonsortium unterschiedliche Ansätze untersucht und angewendet.[11]

99 So wurden etwa die Fremdkapitalquoten der Peer-Gruppe von reinen Strom- und Gasnetzbetreibern, welche zur Bestimmung des Betafaktors des Eigenkapitalzinssatzes für die vierte Regulierungsperiode Strom/Gas verwendet wurden, über den Zeitablauf untersucht. Die Fremdkapitalquote liegt dabei überwiegend in einer Bandbreite von ca. 35 bis 60 Prozent, mit Ausreißern in einzelnen Jahren sowohl nach oben als auch nach unten.[12]

100 Die Gutachter haben zudem betrachtet, welche Quoten andere europäische Regulierungsbehörden zugrunde legen. Auch hierbei zeigte sich eine Bandbreite von ca. 40 bis 60 Prozent für die Fremdkapitalquote.[13] Das Council of European Energy Regulators (CEER 2025) stellte in seinem Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks hierzu fest:

> „The questionnaire for this report included the values of gearing for the year of evaluation and a short description of the evaluation by the NRAs. Almost all of the CEER members use a gearing between 40 % and 60 %. Most ECRB members choose a gearing between 50 and 60 %. In general, the same value is used for all sectors, be they

[11] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 56 ff.
[12] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 58.
[13] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 60.

TSOs or DSOs. Only a few countries make use of different values, and if they do so, the value changes only minimally."[14]

101 Dies entspricht auch den Kapitalquoten, welche von Ratingagenturen für typische Kreditratings für regulierte Netzbetreiber herangezogen werden.[15]

102 Insgesamt ergaben die Untersuchungen eine Bandbreite für die Fremdkapitalquote von 40 Prozent bis 60 Prozent.[16] Die Ergebnisse decken sich mit einem von einem Netzbetreiber im Rahmen der Stellungnahmen eingebrachten Gutachten von Oxera.[17]

103 Die Beschlusskammer erachtet vor dem Hintergrund der wissenschaftlichen Untersuchungen die Festlegung einer Eigenkapitalquote von 40 Prozent als sachgerecht. In den Stellungnahmen zur Anhörung des Festlegungsentwurfs wurden zwar teilweise entweder höhere oder niedrigere Eigenkapitalquoten gefordert. Nach Abwägung der dort vorgetragenen Argumente der verschiedenen Interessengruppen ist die Beschlusskammer aus den nachfolgenden Gründen dennoch weiterhin der Auffassung, dass eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent angemessen ist.

104 Auch im bisherigen Regulierungsrahmen wurde stets eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent zugrunde gelegt. Bereits in der Verbändevereinbarung Strom II plus[18] hat die Energiebranche diesen Wert selbst anerkannt. Bei Einführung der Netzentgeltverordnung hat der Verordnungsgeber in § 6 Abs. 2 S. 4 StromNEV bzw. GasNEV geregelt, dass die anzusetzende Eigenkapitalquote kalkulatorisch für die Berechnung der Netzentgelte auf höchstens 40 Prozent begrenzt ist. Der Verordnungsgeber ist dabei davon ausgegangen, dass sich 40 Prozent übersteigende Eigenkapitalanteile unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würden.[19]

105 Es ist ferner nicht plausibel, dass die im Zuge der Energiewende notwendig werdenden erheblichen Investitionen zu einer Umorientierung der Netzbetreiber in Richtung eines höheren Eigenkapitalanteils an der bisherigen Finanzierungsstruktur führen würde. Das mag allenfalls in Sonderfällen bei bisher sehr niedrigen Eigenkapitalquoten zur Absicherung der

[14] Council of European Energy Regulators (2025), Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2025, S. 171.
[15] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 58 f.
[16] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, 2025, S. 61.
[17] Vgl. Oxera, Kapitalquote in der 5. Regulierungsperiode. Gutachten im Auftrag der Netze BW vom 30.10.2024.
[18] Verbändevereinbarung Strom II plus vom 13.12.2001, Bundesanzeiger 2002, Nr. 85b.
[19] Vgl. BGH, Beschluss vom 14.08.2008, KVR 39/07, Rn. 56, Juris.

Fremdkapitalgeber angebracht sein, wirkt sich damit aber nicht auf die hier gefundene Quotierung aus.

106 Soweit in einzelnen Stellungnahmen eine Anhebung der Eigenkapitalquote auf 50 Prozent gefordert wurde, insbesondere unter Berufung auf die Netto-Bewertung der Baukostenzuschüsse im Rahmen der Verzinsungsbasis, ist zunächst darauf hinzuweisen, dass bei Anwendung des WACC-Ansatzes – im Gegensatz zum bisherigen Regulierungsrahmen mit einer getrennten Behandlung von Eigen- und Fremdkapitalkosten – die regulierten Unternehmen deutlich freier sind, ihre jeweilige Kapitalquote individuell zu optimieren. Die pauschalierte Kapitalquote ist nicht als „optimale" Kapitalquote zu interpretieren, sondern als repräsentative Basis für eine kalkulatorische Berechnung. Die Netzbetreiber können von der vorgegebenen Kapitalquote abweichen und Kapitalkostenreduktionen durch Wahl einer optimalen Kapitalstruktur realisieren.

107 Darüber hinaus würde sich aus einer derartigen moderaten Anpassung keine signifikante Veränderung des gewichteten Gesamtkapitalkostensatzes (WACC) ableiten lassen. Eine wichtige Eigenschaft des WACC-Ansatzes besteht darin, dass die Höhe des WACC nur in geringem Ausmaß von der im WACC hinterlegten pauschalen Kapitalstruktur beeinflusst wird. Nach dem Modigliani-Miller-Theorem bleibt der gewichtete Gesamtkapitalkostensatz bei Änderungen der Kapitalstruktur in diesem begrenzten Umfang im Wesentlichen konstant.[20] Diese Annahme wird durch das im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellte Gutachten gestützt.[21] Im Bereich einer sehr niedrigen Fremdkapitalquote würde der WACC fallen: Durch die niedrige Fremdkapitalquote und das resultierende geringe finanzielle Risiko der Eigenkapitalgeber, sind die Ausschüttungen an die Eigenkapitalgeber weniger gefährdet. Im Bereich einer sehr hohen Fremdkapitalquote steigt wiederum auch der WACC an. Dies ist einerseits durch die höheren Risikoprämien der Eigenkapitalgeber und andererseits durch Fremdkapitalgeber getrieben, die aufgrund des Insolvenzrisikos und damit verbundener Kosten einen deutlich höheren Fremdkapitalzinssatz einfordern. In der empfohlenen Bandbreite gleichen sich die Effekte eines niedrigeren Fremdkapitalzinses sowie eines – durch

[20] Vgl. Modigliani/Miller, The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment, The American Economic Review 48(3), 1958, 261-297.
[21] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, 2025, S. 8.

den mit höherem Fremdkapitalanteil steigenden Hebel – höheren Eigenkapitalzinses nahezu aus.[22]

108 Im Ergebnis wird daher auf Basis einer Gesamtschau der diskutierten Indikatoren eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent festgelegt.

8. Methodik zur Bestimmung des anzusetzenden Eigenkapitalkostensatzes (Tenorziffer 4)

109 Der auf das kalkulatorische Eigenkapital anzuwendende Eigenkapitalzinssatz ergibt sich aus einem nach Maßgabe von Tenorziffer 4.2 zu bestimmenden risikofreien Zinssatz zuzüglich eines nach Maßgabe von Tenorziffer 4.3 zu ermittelnden angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse.

8.1 Kapitalmarktorientierter Ansatz

110 Die Beschlusskammer hat sich entschieden, für die Bestimmung der Eigenkapitalkosten einen kapitalmarktorientierten Ansatz in Form des Capital Asset Pricing Model (CAPM) zu verwenden. Auf Grundlage dieses Ansatzes leitet die Beschlusskammer Methoden zur Ermittlung eines risikofreien Zinssatzes sowie eines Zuschlags für unternehmerische Wagnisse her. Mit der Anwendung des CAPM stellt die Beschlusskammer sicher, dass die beobachteten und quantifizierbaren Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten sowie die Bewertung von Betreibern von Energieversorgungsnetzen auf diesen Märkten bei der Ermittlung des Wagniszuschlags angemessen berücksichtigt werden.

111 Schon im Zusammenhang mit der erstmaligen Festlegung der Eigenkapitalzinssätze (BK4-08-068) wurden neben dem CAPM weitere mögliche Ansätze auf ihre Anwendbarkeit geprüft und als Ansätze zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze verworfen. Zu den geprüften Ansätzen gehören u. a. das „Multifaktoren CAPM“, das „Dividend Growth Model“ (DGM), das „Discounted Cash Flow Verfahren“, das „Fundamental Beta Modell“ und verschiedene „Individualansätze“. Diese Prüfung verschiedener Ansätze wurde zuletzt im Rahmen der Festlegungen des Eigenkapitalzinssatzes für die vierte Regulierungsperiode (BK4-21-055 und BK4-21-056) insbesondere unter Berücksichtigung der Entscheidungen des Bundesgerichtshofs[23] erneut durchgeführt. Zu diesem Zweck wurden im Jahr 2021 durch das Gutachterkonsortium Frontier Economics, Prof. Randl und Prof. Zechner (folgend:

[22] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 8.
[23] BGH, Beschlüsse vom 09.07.2019, EnVR 41/18 und EnVR 52/18, Juris.

Frontier/Randl/Zechner) und die Gutachter Prof. Stehle und Prof. Betzer (folgend: Stehle/Betzer) unterschiedliche Ansätze zur Bestimmung von Eigenkapitalkosten untersucht.[24]

112 Basierend auf den Ergebnissen der vorangegangenen Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern von Frontier Economics (2008, 2011, 2016) bzw. von Frontier/Randl/Zechner (2021) hat das Gutachterkonsortium im Vorfeld der vorliegenden Entscheidung untersucht, ob seit der letzten Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes im Jahr 2021 neue wissenschaftliche Erkenntnisse vorliegen, die eine Abweichung vom CAPM bzw. die Einbeziehung weiterer Modelle begründen würden. Dabei ist das Gutachterkonsortium – anders als in einigen Stellungnahmen insinuiert – zu dem Ergebnis gekommen, dass das CAPM den anderen Kapitalmarktmodellen für die Bestimmung der Eigenkapitalkosten regulierter Unternehmen weiterhin überlegen ist.[25]

113 Das Gutachterkonsortium hat hierbei insbesondere das Residualgewinnmodell betrachtet. Die konzeptionelle Grundlage des Residualgewinnmodells entspricht im Wesentlichen jener des Dividendenwachstumsmodells. Auch beim Residualgewinnmodell werden Risikoprämien über die Barwertgleichung ermittelt, die den beobachteten Aktienkurs dem Barwert der erwarteten Zahlungen an die Aktionäre gleichsetzt.[26] Mit diesem Modell sind daher dieselben Stärken und Schwächen verbunden, die die Bundesnetzagentur bereits bei der Evaluierung des Dividendenwachstumsmodells abgewogen hat. Hierbei ist vor allem zu beachten, dass das Modell sehr sensitiv gegenüber den angenommenen Wachstumsraten ist. Bei Verwendung von Analystenschätzungen besteht tendenziell das Risiko zu hoher Kapitalkosten aufgrund zu optimistischer Schätzwerte.[27] Aus Sicht der Beschlusskammer ist dieses Modell daher für die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes nicht geeignet, da die Qualität der Schätzung künftiger Residualgewinne nicht sichergestellt ist.

114 Des Weiteren haben Frontier/Randl/Zechner den relativ neuen Ansatz des Demand-Based Asset Pricing Model (Theorie der nachfragebasierten Wertpapierpreisbildung) auf seine

[24] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2021), „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern“, Gutachten im Auftrag der BNetzA; Stehle/Betzer (2021): Wissenschaftliches Gutachten zur Analyse der Zentralbanken-Ansätze zur Determinierung von Marktrisikoprämien, 2021.

[25] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025.

[26] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 14.

[27] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 22.

Eignung für die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes hin untersucht. Bei diesem Ansatz werden Wertpapierpreise und Renditen auf der Grundlage der Nachfrage der Investoren erklärt. Im Gegensatz zu traditionellen Modellen der Wertpapierpreisbildung, wie dem Capital Asset Pricing Model (CAPM), das sich primär auf den Marktrisikofaktor (Beta) konzentriert, betont das nachfragebasierte Asset Pricing Model, wie Veränderungen der Nachfrage von Investoren Wertpapierpreise direkt beeinflussen. Nach diesem Ansatz ist die Nachfrage nach einem Wertpapier wesentlich durch Charakteristika des Wertpapiers und des Emittenten bestimmt (z.B. dem Marktbeta, der Marktkapitalisierung (Size), dem Verhältnis zwischen Aktienkurs und Bilanzwert des Eigenkapitals (Value) etc). Es wird hierbei explizit berücksichtigt, dass die verschiedenen Nachfragekomponenten zeitvariierend sein können, zum Beispiel aufgrund sich verändernder Investorenpräferenzen. Darüber hinaus wird auch eine zeitvariierende latente Nachfrage für jedes Wertpapier modelliert, die nicht direkt beobachtbare Ursachen hat. Die verschiedenen zeitvariierenden Nachfragekomponenten der Investoren beeinflussen die Wertpapierpreise und dadurch die zu erwartenden Renditen. Da diese Ansätze erst vor Kurzem entwickelt wurden, ist die Implementierung und Umsetzung dieses Modells für eine Kapitalkostenermittlung noch kaum empirisch getestet. So ist zum Beispiel noch unklar, inwieweit auf Basis eines Demand-Based Asset Pricing Models ermittelte Kapitalkosten von Peerunternehmen robuste und unverzerrte Schätzer für die Kapitalkosten eines regulierten Unternehmens liefern würden. Vor allem die Schätzung der latenten Nachfragekomponenten bei Peerunternehmen könnte firmenspezifische Besonderheiten widerspiegeln, die nicht auf das betrachtete regulierte Unternehmen übertragen werden können. Aufgrund der fehlenden empirischen Validierung von Demand-Based Asset Pricing Modellen für Regulierungszwecke empfehlen die Gutachter die Verwendung solcher Modelle jedoch nicht.[28] Dieser Einschätzung schließt sich die Beschlusskammer an.

115 Auch Stehle/Betzer (2021) untersuchen verschiedene alternative Ansätze, unter anderem die der Zentralbanken und sprechen sich gleichermaßen für eine alleinige Heranziehung des klassischen CAPM aus.[29] Ein vollständig globales/internationales CAPM bewertet die Beschlusskammer in Übereinstimmung mit der Einschätzung der Gutachter als nicht vorzugswürdig. Auch wenn die europäische und globale Integration der Kapitalmärkte in den

[28] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 16.
[29] Vgl. Stehle/Betzer (2021): Wissenschaftliches Gutachten zur Analyse der Zentral-Banken-Ansätze zur Determinierung von Marktrisikoprämien, 2021.

vergangenen Jahren zugenommen hat, müssten Korrekturen unter anderem aufgrund der realen Wechselkursrisiken vorgenommen werden. Solche Korrekturen sind jedoch komplex und wären mit einem erheblichen Methodenrisiko verbunden.[30]

116 Die Beschlusskammer hat sich unter Berücksichtigung der erneuten Auswertung des aktuellen Stands der Wissenschaft durch das Gutachterkonsortium davon überzeugt, dass sich keine Entwicklung eines zu einem im Kontext der regulatorischen Eigenkapitalzinsbestimmung wissenschaftlich anerkannten Modells ergeben hat, die eine geänderte Einschätzung zur Anwendbarkeit des CAPM nahelegen würde. Das CAPM, das unmittelbar aus einer stringenten Kapitalmarkttheorie abgeleitet wird, ist weit verbreitet und wissenschaftlich anerkannt. Das Modell ist einfach strukturiert und kann unter Zuhilfenahme weniger Annahmen empirisch geschätzt werden. Zudem wird das CAPM in zahlreichen Regulierungsverfahren (insb. in europäischen Regulierungsrahmen) angewendet. Es wurde auch für die Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für die erste, zweite, dritte und vierte Regulierungsperiode in Deutschland (BK4-08-068, BK4-11-304, BK4-16-160, BK4-16-161, BK4-21-055 und BK4-21-056) herangezogen, sodass im Sinne der Kontinuität und Planbarkeit für Netzbetreiber und Investoren gewichtige Gründe vorliegen müssten, die ein Abweichen von der etablierten Regulierungspraxis erforderlich machen würden. Solche sieht die Beschlusskammer nicht und solche wurden auch im Rahmen der Stellungnahmen und Workshops nicht vorgetragen. Die teilweise in den Stellungnahmen vorgebrachte Auffassung, dass eine rechtsverbindliche Festlegung einer Methode gegen den (dynamischen) Stand der Wissenschaft verstoße, vermag nicht zu überzeugen. Es ist gerade der Zweck der vorliegenden Methodenfestlegung, basierend auf dem aktuellen Stand der Wissenschaft eine Methode im Sinne der Planungssicherheit für alle Akteure rechtsverbindlich vorzugeben. Soweit hier – wie auch für die einzelnen Elemente zur Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes – die verpflichtende Vorgabe einer Plausibilisierung des Gesamtergebnisses in der Methodenfestlegung gefordert wurde, sei auf die Ausführungen unter Rn. 168 dieser Festlegung verwiesen. Die zwingende Vorgabe einer (anlasslosen) nochmaligen Überprüfung im Rahmen einer Gesamtplausibilisierung, erachtet die Beschlusskammer aus den dort ausführlich dargestellten Gründen nicht für geboten. Der Bundesgerichtshof hat entschieden, dass die Plausibilisierung des Ergebnisses, das die Regulierungsbehörde durch die beanstandungsfreie Auswahl und Anwendung einer Methode erzielt, nur dann geboten ist, wenn Umstände vorliegen, die dies

[30] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 23.

als zwingend erscheinen lassen.[31] Wenn sich die Bundesnetzagentur in den jeweiligen Einzelfestlegungen also den vorliegend festgelegten anerkannten wissenschaftlichen Methoden bedient und diese in Einklang mit den Vorgaben aus § 21 Abs. 2 EnWG anwendet und wenn keine konkreten Anhaltspunkte dafür feststellbar sind, dass die sich hieraus ergebende Höhe der Gesamtkapitalverzinsung gleichwohl das Ziel einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals verfehlt, ist keine weitere Plausibilisierung geboten.[32] Dementsprechend ist es auch in der vorliegenden Methodenfestlegung nicht erforderlich, eine solche Plausibilisierung zwingend vorzugeben. Dass sich in einer späteren Einzelfestlegung die dann zuständige Beschlusskammer mit der Gesamtkapitalverzinsung auseinandersetzen wird, falls es konkrete Anhaltspunkte dafür gibt, dass sie die Verhältnisse auf den Kapitalmärkten nicht mehr angemessen widerspiegeln sollte und nicht zu einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals führt, ist eine Selbstverständlichkeit, die einer Vorgabe in der Methodenfestlegung nicht bedarf. Mit ihren Entscheidungen vom 24.01.2024, vom 02.10.2024 und vom 18.12.2024 hat die Bundesnetzagentur ihre Reaktion auf diese Anforderungen gezeigt.[33]

117 Der CAPM-Ansatz greift zur Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse auf die historische Entwicklung der Kapitalmärkte bzw. von Unternehmen auf diesen Kapitalmärkten zurück. Dabei wird der Zuschlag zur Abdeckung der netzbetriebsspezifischen unternehmerischen Wagnisse aus dem Produkt einer Marktrisikoprämie und eines Risikofaktors ermittelt:

$$EK - Zinssatz = risikofreier\ Zinssatz + (Marktrisikoprämie\ \times Risikofaktor)$$

118 Die Marktrisikoprämie ist dabei definiert als der Aufschlag auf die Verzinsung einer risikofreien Anlage, den ein Investor für Investitionen in ein vollständig diversifiziertes Portfolio verlangt. Der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse eines einzelnen Unternehmens leitet sich von dieser Marktrisikoprämie ab unter Berücksichtigung eines Auf- bzw. Abschlags, abhängig von dem Verhältnis des relativen (bzw. nicht diversifizierbaren) Risikos des Unternehmens zu dem des Marktportfolios. Risiken, die ein

[31] Vgl. BGH, Beschluss vom 25.02.2025, EnVR 92/23, Rn. 17, Juris.
[32] Vgl. BGH, Beschluss vom 25.02.2025, EnVR 92/23, Rn. 17, Juris.
[33] Entscheidungen zur Festlegung des Zinssatzes für kalkulatorisches Eigenkapital im Kapitalkostenaufschlag (BK4-23-002 vom 24.01.2024); für Neuanlagen von Offshore-Anbindungsleitungen (BK4-23-004 vom 02.10.2024); für Neuanlagen im Rahmen der Regulierung grenzüberschreitender Elektrizitätsverbindungsleitungen selbstständiger Betreiber (BK3-23-003 vom 18.12.2024).

Investor durch Ausnutzung verschiedener Anlagemöglichkeiten neutralisieren kann, werden auch als diversifizierbar bezeichnet. Als nicht diversifizierbar gelten dagegen Risiken, die sich nicht durch eine Risikostreuung mittels Kapitalanlage in verschiedene Unternehmen und unterschiedliche Branchen neutralisieren lassen.

119 Dem Ansatz des CAPM liegen weitere modell-theoretische Annahmen zu Grunde, die seine Anwendung erst ermöglichen. Die zentralen Annahmen hierbei sind:

- Investoren weisen ein risikoscheues Verhalten auf.
- Es wird ein Planungszeitraum von einer Periode unterstellt.
- Es existiert eine risikofreie Kapitalanlage- und Kreditaufnahmemöglichkeit. Investoren können zu dem Zinssatz der risikofreien Kapitalanlage unbeschränkt Kapital anlegen und aufnehmen.
- Alle Wertpapiere werden auf dem Kapitalmarkt gehandelt und sind beliebig teilbar.
- Transaktionskosten können vernachlässigt werden. Informationssymmetrie wird unterstellt, d. h. vorhandene Informationen stehen allen Investoren kostenlos zur Verfügung, so dass auch alle Investoren daraus die gleichen Schlüsse hinsichtlich der Renditen bzw. der Risiken ziehen können. Alle Investoren weisen folglich die gleichen Markterwartungen auf.
- Es existiert keine Kapitalmarktunvollkommenheit durch Steuern und Vorschriften, die den Wertpapierhandel in irgendeiner Form beschränken.

120 Wird ein Zinssatz mit dem CAPM-Ansatz ermittelt, handelt es sich um einen Zinssatz nach Steuern. Dies begründet sich durch die Modellannahme, dass keine Kapitalmarktunvollkommenheiten durch Steuern existieren.

8.2 Risikofreier Zinssatz (Basiszins)

121 Der risikofreie Zinssatz ist die Verzinsung, die ein Investor auf dem Kapitalmarkt für ein theoretisches Wertpapier ohne Risiko erhalten würde.

122 Die Beschlusskammer gibt im Rahmen der vorliegenden Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung keine konkrete Reihe bzw. Reihen vor, anhand derer der risikofreie Zinssatz zu bestimmen ist, sondern legt Kriterien für die Auswahl geeigneter Reihen fest. Die Auswahl der geeigneten Reihe(n) erfolgt sodann im Rahmen der jeweiligen Einzelfestlegung, sodass die Möglichkeit besteht, flexibel auf sich ggf. über die Zeit einstellende Veränderungen reagieren

zu können. Die Methode zur Bestimmung des risikofreien Zinssatzes war bislang in § 7 Abs. 4 der Netzentgeltverordnungen vorgegeben. Danach war der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zu verwenden. Diese Fixierung der zu verwendenden Reihe durch den Verordnungsgeber hat in der Vergangenheit zu Herausforderungen bei der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes geführt. Denn der risikofreie Zinssatz wirkt im CAPM zum einen als Basiszins und zum anderen als „Abzugsterm“ bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie. Daher sollte die Ermittlung der beiden Parameterwerte für den risikofreien Zinssatz möglichst konsistent ausgestaltet sein, etwa mit Blick auf die in die Ableitung eingehenden Restlaufzeiten. Wenn nun – wie in den in der Vergangenheit anzuwendenden Netzentgeltverordnungen – einer dieser Parameter fixiert ist, erschwert dies eine konsistente methodische Ausgestaltung. Daher ist es sachgerecht, die Auswahl der geeigneten Reihen für den risikofreien Zinssatz im Rahmen der jeweiligen Einzelfestlegung zu treffen. So können – unter Beachtung der nachfolgenden Kriterien – eine oder mehrere Reihen herangezogen werden, die möglichst konsistent zu der ebenfalls im Rahmen der Einzelfestlegung zu konkretisierenden Bestimmung der Marktrisikoprämie sind.

123 Um dennoch bereits auf Ebene der Methodenfestlegung frühzeitig eine größtmögliche Planungssicherheit zu gewährleisten, werden vorliegend Kriterien vorgegeben, die einerseits diesem theoretischen Ideal nahekommen, dabei praktikabel sind sowie eine transparente und robuste Ableitung ermöglichen. Die Beschlusskammer hat – mit gutachterlicher Unterstützung – folgende Kriterien für die Auswahl einer geeigneten Reihe identifiziert, die im Rahmen der Einzelfestlegung zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes heranzuziehen sind.

124 Für die Bestimmung des risikofreien Zinssatzes sind Nullkuponanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 bis 20 Jahren heranzuziehen. Die Wertpapiere müssen in der Währung Euro notiert sein. Als Referenzzinsreihe für den risikofreien Zinssatz sind deutsche Staatsanleihen oder Euroraum-Staatsanleihen mit einem dem der deutschen Staatsanleihen entsprechenden Länderrating zu verwenden. Es ist der mittlere Jahresdurchschnitt der zum Zeitpunkt der jeweiligen Einzelfestlegung letzten abgeschlossenen Kalenderjahre der gewählten Wertpapierreihen zu verwenden. Die Länge des Betrachtungszeitraums für die Durchschnittsbildung hat der Länge der Regulierungsperiode zu entsprechen, für die der risikofreie Zinssatz festgelegt wird.

8.2.1. Verwendung von Nullkuponanleihen

125 In Staaten mit entwickelten Märkten kann die Verzinsung von Staatsanleihen als gute Schätzung des theoretischen risikofreien Zinssatzes angesehen werden, da die Ausfallwahrscheinlichkeit dieser Anleihen im Allgemeinen als extrem gering eingeschätzt wird. Staatsanleihen bilden daher die Basis für die Schätzung des risikofreien Zinssatzes.[34]

126 Die Beschlusskammer erachtet – basierend auf den Einschätzungen des Gutachterkonsortiums – die Verwendung von Nullkuponanleihen für sachgerecht. Im Unterschied zu Kuponanleihen erfolgen bei Nullkuponanleihen keine laufenden Kuponzahlungen, sondern lediglich die Tilgung am Ende der Laufzeit. Daher entspricht hier die Duration exakt der Restlaufzeit. Aus diesem Grund ist die Zinskurve von Nullkuponanleihen einfacher zu interpretieren als die von Kuponanleihen. Staaten und Unternehmen emittieren häufig Kuponanleihen, bei denen Investoren halbjährlich oder jährlich Kupons und eine Tilgungszahlung am Ende der Laufzeit erhalten. Der Barwert einer Kuponanleihe ergibt sich aus der Summe der Barwerte der einzelnen Kupons sowie der Tilgungszahlung. Jeder dieser Barwerte wird mit dem für die Fristigkeit des jeweiligen Zahlungsstroms geltenden Diskontfaktor abgezinst. Anleihen mit gleicher Bonität, Liquidität und Laufzeit, aber unterschiedlicher Kuponhöhe, werden daher i.d.R. unterschiedliche Endfälligkeitsrenditen aufweisen. Ebenso ist die Duration einer Anleihe, die als gewichtete Restlaufzeit interpretiert werden kann, nicht nur von der Laufzeit, sondern auch von der Höhe der Kupons abhängig: Je höher die Kupons sind, desto niedriger ist (bei positiven Zinsen) die Duration im Vergleich zur Restlaufzeit. Je nach der konkreten Ausgestaltung der in einem Anleiheindex enthaltenen Wertpapiere können sich daher Charakteristika des Index über die Zeit ändern.[35] Aus diesen Gründen sind die Zinsreihen von Kuponanleihen schwieriger zu interpretieren.

127 Die Unterschiede der Höhe nach sind zwischen den Zinskurven von Nullkuponanleihen und Kuponanleihen typischerweise gering. Sie ergeben sich dadurch, dass bei Kuponanleihen schon vor dem Tilgungszeitpunkt Zahlungen an die Investoren erfolgen. Da Zinskurven meist ansteigend sind, werden diese Kupons für die Ermittlung des Barwerts mit etwas niedrigeren Zinssätzen abgezinst. Die Zinsreihen für Nullkuponanleihen liegen daher typischerweise etwas

[34] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 24.
[35] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 26 f.

über jenen für Kuponanleihen. Je niedriger die Kupons und je flacher die Zinskurve, desto schwächer ausgeprägt sind die Unterschiede zwischen den Zinskurven.[36]

128 Aufgrund dieser marginalen Unterschiede und der mit der einfacheren Ablesbarkeit der Zinskurve von Nullkuponanleihen einhergehenden Transparenz sind für die Bestimmung des risikofreien Basiszinssatzes im Rahmen der jeweiligen Einzelfestlegung Nullkuponanleihen heranzuziehen.

8.2.2. Restlaufzeit

129 Bei der Bestimmung des risikofreien Zinssatzes sind europäische oder nationale Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 bis 20 Jahren heranzuziehen. Bei Strom- und Gasnetzen erscheint aufgrund des hohen Anteils von Anlageinvestitionen eine langfristige Kapitalbindungsdauer sachgerecht.

130 Ob eine Investition in eine Staatsanleihe für einen Investor als risikofreie Option aufzufassen ist, hängt vom Anlagehorizont des Investors ab. Für einen Investor mit einem sehr kurzen Anlagehorizont sind kurzfristige Staatsanleihen (im US-amerikanischen Kontext als „bills" bezeichnet, bis zu einem Jahr Laufzeit) die risikofreie Anlage. Ist der Anlagehorizont allerdings länger, z.B. 10 Jahre, dann ist für den risikofreien Zinssatz eine Staatsanleihe mit einer korrespondierenden Restlaufzeit heranzuziehen (im US-amerikanischen Kontext als „bonds" bezeichnet).[37]

131 Bei Investitionen in Strom- und Gasnetzbetreiber ist aufgrund der langen Bindung des Kapitals in die Netzinfrastruktur grundsätzlich von einem langfristigen Anlagehorizont auszugehen. Eigenkapital steht Unternehmen in der Regel langfristig bzw. unbefristet zur Verfügung. Bei Heranziehung kurzfristiger Staatsanleihen bestünde für einen langfristig orientierten Investor ein Wiederanlagerisiko, wenn bei Fälligkeit einer Anleihe in eine neue kurzfristige Anleihe investiert werden müsste. Nach Auswertung der wissenschaftlichen Diskussion empfiehlt das Gutachterkonsortium vor diesem Hintergrund die Verwendung von Anleihen mit Restlaufzeiten von 10 bis 20 Jahren.[38]

[36] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 27 f.
[37] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 25.
[38] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 25, 35.

132 Auch im europäischen Regulierungsumfeld werden zur Bestimmung des risikofreien Zinssatzes überwiegend längerfristige Staatsanleihen herangezogen. CEER (2025) stellt dazu fest, dass in den meisten Fällen Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren als risikofreier Zinssatz herangezogen werden.[39] Es gibt allerdings auch Länder, die längere Restlaufzeiten von 15 und 20 Jahren heranziehen (z.B. UK, Frankreich, Österreich). Die Gründe hierfür sind unterschiedlich: einerseits soll dadurch der langfristige Anlagehorizont der Eigenkapitalgeber abgebildet werden, der über einen Zeitraum von 10 Jahren hinausgeht (z.B. UK). Dies erscheint insbesondere dann zulässig zu sein, wenn für Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit über 10 Jahre hinaus eine entsprechende Liquidität besteht. Andererseits wird die längere Restlaufzeit für den risikofreien Zinssatz mit der Konsistenz zu den bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie zugrunde liegenden Laufzeiten der Staatsanleihen begründet (z.B. Österreich).[40]

133 Die Verwendung von Anleihen mit einer längeren Restlaufzeit als 20 Jahre ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht geboten. Bei der Bestimmung der Bandbreite hat die Beschlusskammer die durchschnittliche Nutzungsdauer der Anlagengüter im Netzbetrieb berücksichtigt. Dabei darf nicht vernachlässigt werden, dass Netzbetreiber nicht nur in Anlagen mit einer langen Nutzungsdauer investieren, sondern ebenso kurzlebige Anlagengüter benötigt werden und regulatorisch Kapitalrückflüsse aus Abschreibungen gewährleistet sind. Längerfristige Restlaufzeiten bergen zudem das Risiko einer verminderten Liquidität der Anleihen, was zu einer erhöhten Anfälligkeit zu Verzerrungen führen kann. In wenigen Stellungnahmen wurde angemerkt, dass in der deutschen Bewertungspraxis auch langfristigere Laufzeiten über verschiedene Methoden extrapoliert werden könnten. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine Extrapolation stets auf Annahmen beruht.

134 So wurde mit Blick auf die bessere Konsistenz zu den bisher bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie verwendeten DMS-Datenreihen im Rahmen der Stellungnahmen eine Orientierung am oberen Ende der Bandbreite von 10 bis 20 Jahren angeregt. Diese Frage bleibt der Einzelfestlegung vorbehalten. Aus Sicht der Beschlusskammer gewährleistet die vorgegebene Bandbreite von 10 bis 20 Jahren Restlaufzeit eine konsistente Ausgestaltung zu

[39] Vgl. CEER (2025), „Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024“, Council of European Energy Regulators, 03.02.2025, S. 169.
[40] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 25.

der ebenfalls im Rahmen der Einzelfestlegung zu bestimmenden Datenquelle für die Ermittlung der Marktrisikoprämie.

135 Zur Gewährleistung der Konsistenz innerhalb des CAPM sollten die Restlaufzeiten der zur Bestimmung des risikofreien Zinssatzes verwendeten Reihen zudem möglichst zu den Restlaufzeiten der für die Bestimmung der Marktrisikoprämie verwendeten Datenreihen passen. Klassischerweise werden hier langfristige Anleihen mit hoher Liquidität im Rahmen von 10 bis 20 Jahren betrachtet. Vor diesem Hintergrund ist die vorgegebene Bandbreite als angemessen und nachvollziehbar anzusehen.

8.2.3. Deutsche und europäische Staatsanleihen

136 Als Referenzzinsreihe für den risikofreien Zinssatz sind deutsche Staatsanleihen oder Euroraum-Staatsanleihen mit einem der deutschen Staatsanleihen entsprechenden Länderrating zu verwenden.

137 Im Rahmen des CAPM ist der risikofreie Zinssatz auf Basis der Renditen möglichst risikofreier Anlagemöglichkeiten abzuleiten. Nach Auswertungen des Gutachterkonsortiums werden in der regulatorischen Praxis hierfür häufig nationale Staatsanleihen des jeweiligen Landes herangezogen, in dem sich auch die regulierten Unternehmen befinden. Das ist dann sachgerecht, falls die Anleihen des betreffenden Landes kein Kreditrisiko und keine anderen Verzerrungen aufweisen.[41]

138 Deutsche Staatsanleihen sind derzeit mit dem bestmöglichen Rating (AAA) mit einem besonders kleinen Ausfallrisiko (quasi risikofrei) eingestuft. Die in einigen Stellungnahmen geforderte Beschränkung auf deutsche Staatsanleihen mit dem bestmöglichen Rating erachtet die Beschlusskammer für nicht sachgerecht. Da der europäische Kapitalmarkt als sehr integriert zu bezeichnen ist und die Verwendung einer einzigen nationalen Zinsreihe möglicherweise nationale Sondereffekte oder Besonderheiten abbildet, kommen für die Bestimmung des risikofreien Zinssatzes im Rahmen der Einzelfestlegung auch Euroraum-Staatsanleihen mit einem Länderrating in Betracht, das dem deutscher Staatsanleihen entspricht. Um Währungsrisiken auszuschließen, ist jedoch Voraussetzung, dass diese in Euro notiert sind.

[41] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 28 f.

139 Im Rahmen der Stellungnahmen wurde teilweise gefordert, den Handlungsspielraum auf Ebene der Methodenfestlegung nicht allein auf AAA-Euro-Staatsanleihen einzugrenzen, sondern zumindest auch AA-Euro-Staatsanleihen als Option mit zu berücksichtigen. Damit würde einerseits eine deutlich größere Auswahl an Eurostaatsanleihen zur Verfügung stehen, andererseits könne eine bessere Konsistenz mit Blick auf die Staatsanleihen, welche im Rahmen der Schätzung der Marktrisikoprämie herangezogen werden, erreicht werden. Zudem wurde vorgetragen, eine systematische und methodisch einwandfreie Herleitung des risikofreien Zinssatzes setze voraus, dass auch die Bonität im Basiszins und bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie einheitlich bestimmt und über die gesamte WACC-Logik konsistent angewendet werde. Diese Auffassung teilt die Beschlusskammer nicht.

140 Die Erweiterung der zu berücksichtigenden Euro-Staatsanleihen auf Basis von Ratings, die nicht dem deutschen Rating entsprechen, ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht geboten. Zum einen zeigt der Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024 des Council of European Energy Regulators (2025) auf, dass die nationalen Regulierungsbehörden stark überwiegend Staatsanleihen des jeweiligen Landes betrachten oder zusätzlich von Ländern mit gleichem Rating.[42] Auch Hachmeister und Pedell (2024) sprechen sich dafür aus, dass im Rahmen der Regulierung deutscher Netzbetreiber beim risikofreien Zinssatz auf deutsche Staatsanleihen zurückgegriffen werden sollte, weil darin inhärent das Länderrisiko Deutschlands abgebildet ist.[43] Zudem zeigen gutachterliche Auswertungen im Vorfeld der Festlegungen der Eigenkapitalzinssätze für die vierte Regulierungsperiode, dass sich empirisch keine Verzerrung der Marktrisikoprämie durch die Heranziehung von Wertpapieren unterschiedlicher Bonität bei der Bestimmung des risikofreien Basiszinses und der Marktrisikoprämie ergibt. So finden Frontier/Randl/Zechner (2021) in ihren Erläuterungen vom 07.09.2021 keine Unterschiede zwischen der Marktrisikoprämie von Ländern mit AAA-Bonität und Ländern mit einer abweichenden Bonität.[44]

[42] CEER (2025), „Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024“, Council of European Energy Regulators, 03.02.2025, S. 169.

[43] Hachmeister, D. und Pedell, B. (2024): Anforderungen an die Weiterentwicklung der Methodik des Eigenkapitalzinssatzes für Netzbetreiber. Gutachten im Auftrag von 50 Hertz Transmission GmbH vom 17. Juni 2024, S. 43.

[44] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2021), Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern, Erläuterungen zu ausgewählten Fragen der Stellungnahmen von BDEW und Oxera, 07.09.2021, Rn. 19 f.

141 In wenigen Stellungnahmen wurde eine verpflichtende Vorgabe zur Prüfung des Vorhandenseins einer Convenience-Yield in der Einzelfestlegung gefordert. Die im Gutachten diskutierte Frage, ob eine Convenience Yield gegeben ist und wie eine solche ggf. zu kompensieren wäre, bleibt der jeweiligen Einzelfestlegung vorbehalten. Einer verpflichtenden Vorgabe zur Prüfung bedarf es nicht. Die für die Festlegung des WACC und der darin enthaltenen Eigenkapitalverzinsung zuständige Beschlusskammer hat den zum Zeitpunkt der Festlegungen gegebenen Sachverhalt von Amts wegen zu prüfen. Das Vorhandensein einer Convenience Yield ist insoweit eine Frage der Tatsachenermittlung. Denn die Convenience Yield ist nicht nur von der Emittentin abhängig, sondern schwankt auch über die Zeit und kann temporär auch verschwinden.[45] Daher können diese Fragen erst nach Auswahl der heranzuziehenden Reihen für die Bestimmung des Basiszinssatzes im Rahmen der Einzelfestlegung geklärt werden. Zu beachten ist ferner, dass bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie anhand der Methode der historischen Überrenditen auch eine historische Convenience Yield enthalten sein kann.

8.2.4. Durchschnittsbildung

142 Hinsichtlich der Länge des Betrachtungszeitraums für die Durchschnittsbildung bei der Berechnung des Basiszinssatzes erscheint die Orientierung an der Länge der Regulierungsperiode sachgerecht. Nach Tenorziffer 2.3 S. 1 der Festlegungen RAMEN Strom und Gas dauert eine Regulierungsperiode drei Jahre. Abweichend von Ziffer 2.3 dauert die fünfte Regulierungsperiode fünf Jahre, vgl. Tenorziffer 3.1 der Festlegungen RAMEN Strom und Gas. Für die fünfte Regulierungsperiode hat dementsprechend eine Durchschnittsbildung über fünf Jahre zu erfolgen. Das heißt, es wird der auf die zum Zeitpunkt der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes bzw. des WACC letzten fünf abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der nach den oben dargestellten Kriterien ausgewählten Reihe gebildet. Nach einer Umstellung der Dauer der Regulierungsperiode auf drei Jahre ist die Durchschnittsbildung bei der Ermittlung des Basiszinssatzes ebenfalls auf drei Jahre umzustellen.

143 Bei der Wahl des Betrachtungszeitraums gilt es, zwischen Aktualität und Stabilität abzuwägen. Eine Betrachtung nah am aktuellen Rand spiegelt einerseits aktuelle Finanzierungsbedingungen am besten wider. Die Bildung eines Durchschnitts über einen

[45] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 29 f.

längeren Zeitraum gewährleistet andererseits eine größere Stabilität. Durch die Heranziehung langer Zeiträume werden Schwankungen geglättet. Kurze „Schocks“ fallen weniger ins Gewicht.

144 Auch Europäische Regulierer verwenden für die Festlegung von Zinssätzen mehrheitlich historische Durchschnitte, meist für mehrjährige Perioden zwischen ein und zehn Jahren.[46] Diese regulatorische Praxis begründet sich zumeist im Bestreben einer zeitlichen Glättung und somit besserer Planbarkeit der Kapitalkosten für die regulierten Unternehmen. Auch für die Kunden von regulierten Infrastrukturunternehmen ist eine gewisse Glättung der Preise vorteilhaft.

145 Der Vorteil an der Orientierung der Länge der Regulierungsperiode ist, dass bei konsequenter Anwendung kein Zinsjahr in der Betrachtung fehlt oder doppelt gewertet wird. Insbesondere im Hinblick auf die festgelegte Veränderung der Dauer der Regulierungsperiode erscheint es aus den folgenden Gründen angemessen, die Durchschnittsbildung an der Dauer der Regulierungsperiode zu orientieren. Größere Schwankungen im Zinsumfeld werden durch die Durchschnittsbildung geglättet, durch die Verkürzung des Zeitraumes im Vergleich zum bisherigen Ansatz werden dabei jedoch Zinsveränderungen zeitnaher erfasst. Aufgrund des sehr hohen Wachstums insbesondere für Stromnetzbetreiber sowie der als endlich angesehenen Nutzung der Gasversorgung, in der dennoch weitere Investitionen erforderlich sind, sollte der Faktor Aktualität aus Sicht der Beschlusskammer im Energiesektor stärker gewichtet werden. Einmalig resultiert hieraus ein Umstellungseffekt auf die Zinssatzhöhe; dieser ist jedoch aus regulatorischer Sicht angemessen, zur Gewährleistung konzeptioneller Kohärenz. Vor diesem Hintergrund erachtet die Beschlusskammer eine an der Dauer der Regulierungsperiode orientierte Durchschnittsbildung für sachgerecht.

8.3 Risikofaktor

146 Elementarer Bestandteil des CAPM ist der über einen Risikofaktor abgebildete Zusammenhang zwischen der Marktrisikoprämie und dem Zuschlag zur Abdeckung (hier netzbetriebsspezifischer) unternehmerischer Wagnisse.

[46] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 33: BEREC (2024) sieht eine fünfjährige Durchschnittsbildung als Balance zwischen Vorhersagbarkeit und Effizienz vor. CEER (2025) berichtet, dass die meisten nationalen Regulierer für die Sektoren Elektrizität und Gas Durchschnitte über 1, 5, oder 10 Jahre ermitteln.

147 Der Risikofaktor bildet das systematische, nicht diversifizierbare Risiko eines Unternehmens im Vergleich zum Marktdurchschnitt ab. Risiken, die ein Investor durch Ausnutzung verschiedener Anlagemöglichkeiten neutralisieren kann, werden auch als diversifizierbar bezeichnet. Als nicht diversifizierbar gelten dagegen Risiken, die sich nicht durch eine Risikostreuung mittels Kapitalanlage in verschiedene Unternehmen und unterschiedliche Branchen neutralisieren lassen.

148 Den Zusammenhang zwischen dem relativen Risiko eines einzelnen Unternehmens zu dem des Marktportfolios bildet dabei der unternehmensindividuelle Risikofaktor, ausgedrückt durch den Grad der Korrelation zwischen Unternehmens- und Marktentwicklung:

$$\beta = \frac{Cov(r_e, r_m)}{Var(r_m)},$$

wobei r_e die Rendite einer bestimmten Aktie, r_m die Rendite des Gesamtmarktes, $Cov\,(r_e, r_m)$ die Kovarianz[47] von r_e und r_m und $Var(r_m)$ die Varianz[48] von r_m ist. Der Parameter β drückt damit das unternehmensspezifische Risiko im Verhältnis zum systematischen, d. h. nicht weiter diversifizierbaren Risiko des Gesamtmarktes aus. Das Risiko des jeweiligen Unternehmens ist höher als das des allgemeinen Marktportfolios, falls β größer als 1 ist, bzw. niedriger, falls β kleiner als 1 ist. Das Risiko des betrachteten Unternehmens entspricht genau dem des allgemeinen Marktportfolios, wenn β den Wert 1 annimmt.

149 Die Bestimmung des Risikofaktors erfolgt anhand ökonometrischer Analysen der Schwankungen von Aktienkursen im Verhältnis zu denen eines Referenzindex unter Heranziehung einer Gruppe von Vergleichsunternehmen. Diese Analysen werden – wie auch in den bisherigen Festlegungen des Eigenkapitalzinssatzes – nach dem Stand der Wissenschaft durchgeführt und abgesichert. Die in den Stellungnahmen teilweise geforderte Vorgabe konkreter Signifikanztests erachtet die Beschlusskammer nicht für erforderlich bzw. zielführend.

150 Die Auswahl der Vergleichsunternehmen sowie die Ableitung des Risikofaktors erfolgen im Rahmen der Einzelfestlegungen und nicht bereits auf der Ebene der vorliegenden

[47] Die Kovarianz *(Cov)* stellt in der Statistik eine Messzahl für den Zusammenhang zweier statistischer Merkmale, hier speziell für den Zusammenhang zwischen r_e und r_m dar. Die Kovarianz gibt die Richtung der Beziehung zwischen den beiden Variablen an.

[48] Die Varianz *(Var)* ist ein Maß für die Streubreite von Daten, also für die Abweichung der Werte einer Variablen von ihrem Mittelwert.

Methodenfestlegung. Die Beschlusskammer macht jedoch im Rahmen der vorliegenden Methodenfestlegung konkrete Vorgaben in Bezug auf die Auswahl der Vergleichsunternehmen. Weitere Vorgaben bzw. Einschränkungen auf Ebene der Methodenfestlegung erachtet die Beschlusskammer nicht für erforderlich bzw. zielführend. Diesbezüglich muss die Bundesnetzagentur in dieser längerfristig angelegten Methodenfestlegung auf Veränderungen der Daten und ihrer Verfügbarkeit und Bewertung reagieren können.

151 Bei der Auswahl der Vergleichsunternehmen im Rahmen der jeweiligen Einzelfestlegung für eine Regulierungsperiode sind Unternehmen heranzuziehen, die ein mit deutschen Netzbetreibern vergleichbares Risiko aufweisen. Idealerweise werden Unternehmen mit einem identischen Risiko wie dem der Netzbetreiber in Deutschland herangezogen. In der Praxis sind derartige idealtypische Referenzunternehmen jedoch nicht verfügbar, so dass möglichst vergleichbare Unternehmen heranzuziehen sind, wobei die Vergleichbarkeit insbesondere für die Faktoren herzustellen ist, die einen direkten Einfluss auf die Risikostruktur beinhalten. Die Vergleichsunternehmen sind anhand von Auswahlkriterien zu bestimmen, nach denen eine Stichprobe mit annähernd gleicher Risikocharakteristik zusammengestellt werden kann.[49]

152 Zu den Kriterien, die bei der Auswahl der Vergleichsunternehmen berücksichtigt werden sollten, gehört zunächst das regulatorische Umfeld. Hier ist davon auszugehen, dass Elektrizitäts- und Gasnetze aufgrund der in diesen Branchen vorliegenden natürlichen Monopole in allen Industrieländern einer Regulierung unterliegen. Weiterhin besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass die Art der Regulierung einen Einfluss auf den Risikofaktor haben könnte, so dass die in Frage kommenden Vergleichsunternehmen bevorzugt aus Ländern und Industriebranchen stammen sollten, die einer ähnlichen Regulierung unterliegen wie die deutschen Elektrizitäts- und Gasnetze.

153 Zudem spielt bei der Auswahl der Vergleichsunternehmen die überwiegend reine Netzbetreibereigenschaft der betrachteten Unternehmen eine zentrale Rolle. Viele der potentiellen Vergleichsunternehmen sind in verschiedenen Geschäftsfeldern tätig. In der Regel zieht dies unterschiedliche Risikostrukturen und damit auch unterschiedliche

[49] Frontier/Randl/Zechner (2021), „Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern“, Gutachten im Auftrag der BNetzA, 2021, S. 45 ff.

Risikofaktoren nach sich. Außerdem unterliegen nicht alle Wertschöpfungsstufen des energiewirtschaftlichen Handelns der Regulierung, was das Risikoprofil ebenfalls beeinflussen kann. Im Idealfall sollten daher nur diejenigen Unternehmen zum Vergleich herangezogen werden, die überwiegend regulierte Netzaktivitäten wahrnehmen.

154 Des Weiteren ist bei der Zusammenstellung der Stichprobe generell eine möglichst weite regionale Abgrenzung anzustreben. Somit kann einerseits eine möglichst umfangreiche Stichprobe und daraus resultierend belastbarere Schätzergebnisse erreicht werden, andererseits verlieren mögliche nationale Sondereffekte jeweils an Gewicht, so dass etwa auftretende Verzerrungen vermieden werden. Bei einer kleineren Stichprobe würde beispielsweise das Gewicht einzelner Unternehmen und damit die Anfälligkeit der gesamten Schätzung für Verzerrungen durch eventuelle Ausreißer steigen. Dies spricht dafür, dass eine breite Einbeziehung von Vergleichsunternehmen erfolgen sollte. Auch aus Gründen der Methodenkonsistenz ist eine weite regionale Abgrenzung bei der Wahl der Vergleichsunternehmen gerechtfertigt. Hierbei ist zentral, dass das Vorgehen innerhalb des zur Bestimmung der Marktrisikoprämie gewählten Ansatzes – vorliegend des CAPM – konsistent ist. Bei der Bestimmung von Marktrisikoprämie und Risikofaktor ist daher eine ähnliche geographische Abgrenzung zu verwenden, um eine konsistente Vorgehensweise bei der Bestimmung des Wagniszuschlags zu gewährleisten.

155 Grundsätzliche Voraussetzung für die Ermittlung des Risikofaktors ist zudem die Notierung und der Handel des betrachteten Wertpapiers bzw. Unternehmens an den Kapitalmärkten und das Vorliegen ausreichender Zeitreihen des Aktienverlaufs dieses Wertpapiers bzw. Unternehmens (Datenverfügbarkeit). Bei der Auswahl der in Frage kommenden börsennotierten Referenzunternehmen sollte im Rahmen der Einzelfestlegungen darüber hinaus die Liquidität der Aktien des Unternehmens, d. h. ein ausreichend liquider Handel der Aktien des Unternehmens, berücksichtigt werden.

8.4 Marktrisikoprämie

8.4.1 Historischer Ansatz – Überrenditen

156 Die Marktrisikoprämie ist anhand von in der Vergangenheit realisierter Marktrenditen zu ermitteln. Der historische Ansatz basiert auf der Annahme einer im Zeitverlauf vergleichsweise konstanten Marktrisikoprämie. Der Ansatz nutzt realisierte Marktrisikoprämien der Vergangenheit, um eine Schätzung der für die Zukunft erwarteten Marktrisikoprämie zu erhalten.

157 Für die Ableitung der Marktrisikoprämie existieren mehrere grundsätzliche Ansätze, zu denen derzeit die Analyse historischer Daten in Form von Zeitreihen für verschiedene Länder, modellgestützte Vorhersagen sowie die Erhebungen über die Erwartungen von Marktteilnehmern gehören.

158 Das von der Bundesnetzagentur beauftragte Gutachterkonsortium hat die aktuellen Entwicklungen zu Methoden der Bestimmung der Marktrisikoprämie evaluiert, welche seit Frontier/Randl/Zechner (2021) eine gewisse Bedeutung in der akademischen Literatur erlangt haben, in aktuellen Diskussionen bei europäischen Regulierungsbehörden relevant sind oder von Parteien in Regulierungsverfahren häufig vorgebracht werden. Betrachtet wurden die Methoden „Historischer Ansatz – Renditen (Total Market Return-Ansatz)“, „Implizite Kapitalkosten“ und „Historischer Ansatz – Überrenditen (historische Überrenditen)“.

159 Das Ergebnis dieser wissenschaftlichen Untersuchung ist, dass die bisher von der Bundesnetzagentur angewandte und mehrfach höchstrichterlich bestätigte Methode der historischen Überrenditen weiterhin am besten für die Schätzung des Niveaus bzw. einer Bandbreite für das Niveau der Marktrisikoprämie geeignet ist.[50] Der Historische Überrenditen-Ansatz wird unter anderem auch von Österreich, Luxemburg, den Niederlanden und Belgien verwendet (teilweise mit anderen Datenreihen (Eurozone), anderer Gewichtung oder Zuschlag bzw. „sanity check“).[51]

160 In Beiträgen in den Expertenworkshops sowie in den Stellungnahmen zur Anhörung wurde kritisiert, dass das veröffentlichte Gutachten hinsichtlich der Methodenauswahl zur Ermittlung der Marktrisikoprämie einen Status-Quo-Bias aufweise. Die Annahmen und Restriktionen alternativer Methoden werden breit diskutiert, während die Annahmen und Restriktionen der bisherigen Methode nicht thematisiert würden. Diesbezüglich werde auf ein vorheriges Gutachten verwiesen, welches die Annahmen und Restriktionen des bisherigen Ansatzes allerdings auch nicht diskutiere. Ein Verweis auf ein zurückliegendes Gutachten stelle

[50] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 49.

[51] Für Belgien (VREG): https://www.vlaamsenutsregulator.be/sites/default/files/Tariefmethodologie/2025-2028/studie_1_kapitaalkostvergoeding_door_the_brattle_group_engelstalig.pdf; für Österreich: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/02_Finale+Regulierungssystematik+4_RP.pdf/40fcc26d-253d-0533-2d74-3774dce4e341?t=1668673860094; für Luxemburg: https://www.ilr.lu/wp-content/uploads/consultation/ilr-elc-cp-2024-02-07-3-rpt-regulierungssystematik-rp4-mission-b-01-02-2024-update-clean-stc.pdf#:~:text=Als%20Grundlage%20f%C3%BCr%20die%20quantitative,wenn%20er%20in%20ein%20vollst%C3%A4ndig; für Niederlande: https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/the-wacc-for-the-dutch-electricity-tso-and-electricity-and-gas-dsos.pdf.

überdies keine Auseinandersetzung mit dem aktuellen Stand der Wissenschaft dar. Dieser Kritik folgt die Beschlusskammer nicht. Zunächst hat das Gutachterkonsortium die Vor- und Nachteile der verschiedenen betrachteten Methoden – auch die der vorliegend herangezogenen der historischen Überrenditen – sehr wohl betrachtet und gegenübergestellt.[52] Der Gutachter hat lediglich auf eine wiederholende Darstellung der Methodik verzichtet, da diese aus den vorhergehenden Festlegungs- und den sich anschließenden Beschwerdeverfahren hinreichend bekannt ist. Das Gutachterkonsortium hat sich auch mit dem aktuellen Stand der Wissenschaft seit der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes für die vierte Regulierungsperiode auseinandergesetzt. So setzen die Gutachter sich etwa mit dem immer wieder ins Feld geführten Papier von Kuvshinov/Zimmermann (2021) auseinander, kommen aber zu dem Ergebnis, dass deren Ansatz nicht überzeugend ist.[53]

161 Die Anwendung der Methode der historischen Überrenditen ist in der Regulierungspraxis etabliert sowie mehrfach höchstrichterlich bestätigt worden. Gemäß den Äußerungen von Kapitalgebern und Ratingagenturen hat eine Kontinuität und ein Erfahrungswissen in der Beurteilung des Regulierungsrahmens einen eigenständigen Wert.

162 Eine Beibehaltung der etablierten Methodik ist jedoch aus Sicht der Beschlusskammer nicht nur im Sinne der Kontinuität sachgerecht, sondern auch, weil alternative Methoden nach der gutachterlichen Überprüfung wesentliche Nachteile gegenüber der Methode der historischen Überrenditen aufweisen. Das Gutachterkonsortium hat den aktuellen Stand der Wissenschaft zu dieser Frage analysiert und ist zu dem Ergebnis gelangt, dass andere alternative Methoden zur Bestimmung der Marktrisikoprämie im Vergleich zum Ansatz historischer Überrenditen nennenswerte Nachteile aufweisen. Die vorwärtsgewandten Methoden „Implizite Kapitalkosten“ auf Grundlage eines Dividendenwachstumsmodells oder Residualgewinnmodells sind stark von Annahmen zum künftigen Dividendenwachstum/ zu den künftigen Residualgewinnen abhängig. Die akademische Literatur hat bisher kaum erfolgversprechende Ansätze beschrieben, wie langfristige Wachstumsraten von

[52] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 45 ff.
[53] Kuvshinov, D. und K. Zimmermann, 2021, The Expected Return on Risky Assets: International Long-run Evidence. Working paper. Hierzu Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 37.

Unternehmen prognostiziert werden können. Dies hat zur Folge, dass solche Modelle zur Bestimmung des Niveaus der Marktrisikoprämie noch wenig geeignet sind.[54]

163 In den Konsultationsbeiträgen wurde zum Teil gefordert, dass neben dem Ansatz historischer Überrenditen andere Methoden zur Plausibilisierung des gefundenen Ergebnisses herangezogen werden sollten. Die Grundprämissen des historischen Überrenditen-Ansatzes widersprechen jedoch einer Nutzung des Total Market-Return (TMR)-Ansatzes (und umgekehrt), so dass eine parallele Anwendung nicht sinnvoll erscheint.[55] Der TMR-Ansatz geht nicht von einer über die Zeit konstanten Marktrisikoprämie aus, sondern vermutet einen über die Zeit konstanten Erwartungswert der Rendite des Marktportfolios. Anders als bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie, bei der jeweils je Periode von der Rendite eines risikobehafteten Marktportfolios aller Aktien eine alternative risikofreie Anlage abgezogen wird und die Differenz langfristig gemittelt wird, wird bei dem TMR-Ansatz vom langfristigen Mittel der Marktrendite jeweils der aktuelle risikofreie Zinssatz in Abzug gebracht (inverses Verhältnis zwischen Marktrisikoprämie und risikofreiem Zinssatz, d. h. wenn der risikofreie Zinssatz sinkt, muss die Marktrisikoprämie entsprechend ansteigen). Die Gutachter haben die Geeignetheit des TMR-Ansatzes erneut untersucht und haben keine Evidenz für den postulierten inversen Zusammenhang zwischen Marktrisikoprämie und Zinsniveau festgestellt.

164 Die Gutachter Stehle/Betzer (2021) haben in ihrem Gutachten die von Zentralbanken zur Schätzung der Marktrisikoprämie verwendeten Ex-ante-Dividendendiskontierungsmodelle untersucht und sind zu dem Ergebnis gelangt, dass die Ansätze der Zentralbanken nicht geeignet sind, um eine hinreichend genaue Aussage über die zukünftige Höhe der Marktrisikoprämie zu treffen.

165 Die Marktrisikoprämie wird von den Zentralbanken insbesondere zur Beurteilung der aktuellen Stabilität des Aktienmarktes geschätzt. Für Zentralbankzwecke ist daher vor allem der zeitliche Verlauf der Marktrisikoprämie relevant, während für Regulierungszwecke vor allem die Höhe der Marktrisikoprämie wichtig ist. Dementsprechend weisen sowohl die Bundesbank, die Bank of England als auch die Europäische Zentralbank darauf hin, dass ihre

[54] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 49.
[55] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 49.

Vorgehensweisen nicht zur Schätzung der Höhe der Marktrisikoprämie geeignet sind, sondern nur zur Schätzung ihres zeitlichen Verlaufes.[56]

166 Frontier/Randl/Zechner (2025) führen ferner aus, dass die Herausforderungen der impliziten Methoden insbesondere in den Annahmen und Schätzungen der zukünftigen Wachstumsraten liegen. In der akademischen Literatur existieren hierfür derzeit kaum erfolgversprechende und belastbare Prognoseverfahren.[57]

167 Da die Ergebnisse sowohl von modellgestützten Prognosen als auch von empirischen Erhebungen bei Marktteilnehmern zu weiten Teilen von subjektiven Annahmen getrieben sind, ist bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie aufgrund ihrer Objektivität und Transparenz die Analyse historischer Zeitreihen anzuwenden.

168 In den Konsultationsbeiträgen wurde vielfach die Vorgabe eines Methodenpluralismus gefordert, also die Heranziehung weiterer Methoden zur Kontrolle des Ergebnisses. Es wurde auch gefordert, dass global wirkende Parameter, wie die Marktrisikoprämie, mit anderen Regulierungsentscheidungen verglichen und plausibilisiert werden sollten. Bei dem sog. Methodenpluralismus oder dem Vergleich einzelner „globaler" Parameter mit weiteren Regulierungsentscheidungen handelt es sich jedoch nicht um eine anerkannte wissenschaftliche Methode. Aus Sicht der Beschlusskammer entspricht vielmehr ein methodentreues Vorgehen dem Stand der Wissenschaft i. S. v. §§ 21 Abs. 3 S. 2, 73 Abs. 1b S. 2 EnWG. Es ist nicht geboten, nicht geeignete bzw. nicht belastbare Ansätze, die die Bundesnetzagentur zuvor im Rahmen des ihr zustehenden Beurteilungsspielraums verworfen hat, „durchzurechnen", um dann das Ergebnis einer belastbaren Methode zu modifizieren oder um innerhalb einer belastbaren Methode Weichenstellungen vorzunehmen, bei denen die Ergebnisse nicht belastbarer Methoden berücksichtigt werden. Eine zwingende Vorgabe einer nochmaligen Überprüfung im Rahmen einer Methodenplausibilisierung, zum Beispiel mittels anderer, zukunftsbezogener Ansätze, erachtet die Beschlusskammer aus den oben dargestellten Gründen daher als nicht geboten. Der Bundesgerichtshof hat entschieden, dass die Plausibilisierung des Ergebnisses, das die Regulierungsbehörde durch die beanstandungsfreie Auswahl und Anwendung einer Methode erzielt, nur dann geboten ist,

[56] Vgl. Stehle/Betzer, Gutachten zu den Zentralbanken-Ansätzen zur Determinierung von Marktrisikoprämien, 5/2021, S. 22.

[57] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 40 f.

wenn Umstände vorliegen, die dies als zwingend erscheinen lassen.[58] Wenn sich die Bundesnetzagentur in den jeweiligen Einzelfestlegungen also den vorliegend festgelegten anerkannten wissenschaftlichen Methoden bedient und diese in Einklang mit den Vorgaben aus § 21 Abs. 2 EnWG anwendet und wenn keine konkreten Anhaltspunkte dafür feststellbar sind, dass die sich hieraus ergebende Höhe der Eigenkapitalverzinsung gleichwohl das Ziel einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals verfehlt, ist keine weitere Plausibilisierung geboten.[59] Dementsprechend ist es auch in der vorliegenden Methodenfestlegung nicht erforderlich, eine solche Plausibilisierung zwingend vorzugeben.

8.4.2 Datengrundlage

169 Grundlage für die im Rahmen der jeweiligen Einzelfestlegung mittels historischer Zeitreihen zu ermittelnde Marktrisikoprämie bilden veröffentlichte Datensammlungen. Die Auswahl der Datensammlung bleibt der jeweiligen Einzelfestlegung vorbehalten. Dies ermöglicht es der Bundesnetzagentur, in den sich anschließenden Einzelfestlegungen auf sich gegebenenfalls einstellende Entwicklungen der in Frage kommenden Datenquellen flexibel reagieren zu können. So wird gewährleistet, dass die Bundesnetzagentur jeweils die im Entscheidungszeitpunkt am besten geeignete Datensammlung heranziehen kann.

170 Um bereits auf der Ebene der Methodenfestlegung einen einheitlichen Standard für die Datengrundlage zu etablieren und so eine gewisse Vorhersehbarkeit zu schaffen, werden nachfolgend Kriterien vorgegeben, die bei der Wahl der geeigneten Datenreihe im Rahmen der Einzelfestlegung zu berücksichtigen sind.

171 So sind bei der Auswahl der Datensammlung Umfang und Qualität der enthaltenen Daten sowie Transparenz und Nachvollziehbarkeit zu berücksichtigen. Bei der Auswahl der Datensammlung für die Bestimmung der Marktrisikoprämie wägt die Bundesnetzagentur die genannten Kriterien ab. So können etwa etwaige Transparenzdefizite hingenommen werden, soweit die gewählte Datengrundlage im Hinblick auf andere Kriterien alternativen Datenquellen überlegen ist.

172 Im Sinne der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Ermittlung der Marktrisikoprämie sollte die Datensammlung zumindest auszugsweise öffentlich verfügbar sein. Es ist nicht erforderlich, dass sämtliche Einzeldaten frei zugänglich sind. Bei aggregierten statistischen

[58] Vgl. BGH, Beschluss vom 25.02.2025, EnVR 92/23, Rn. 17, Juris.
[59] Vgl. BGH, Beschluss vom 25.02.2025, EnVR 92/23, Rn. 17, Juris.

Daten ist es üblich, dass nicht alle Komponenten einzeln verfügbar sind.[60] Wesentlich für das Kriterium der Nachvollziehbarkeit ist, dass die verwendete Datensammlung eine Beschreibung der Methodik und der Datenquellen enthält.

173 Bei der Auswahl der zur Ermittlung der Marktrisikoprämie heranzuziehenden historischen Daten ist zudem eine möglichst konsistente Ausgestaltung zur Ermittlung des risikofreien Basiszinssatzes und des Betafaktors zu berücksichtigen, insbesondere im Hinblick auf die Restlaufzeiten und weitere Kriterien wie die Auswahl des Länderportfolios, Währung, Verfügbarkeit und Risikofreiheit.

174 So wurde in Stellungnahmen von Marktteilnehmern vorgeschlagen, im Sinne einer Konsistenz bei der Schätzung der Marktrisikoprämie denselben Währungsraum wie beim risikofreien Zinssatz, d. h. die Eurozone, heranzuziehen. Ferner wurde vorgetragen, dass die Marktrisikoprämie über das arithmetische Mittel oder anhand eines gewichteten Mittelwerts der jeweiligen nationalen Ländermarktrisikoprämien ermittelt werden könne. Im Rahmen der Stellungnahmen wurde teilweise die Anwendung eines lokalen CAPM mit dem Rückgriff auf nationale Marktrisikoprämien, die in den unterschiedlichen Datensätzen vorhanden sind, gefordert. Ausgehend von diesen nationalen Marktrisikoprämien könne dann die Länderauswahl sowie der Zeitraum und eine Gewichtung ausgewählt werden.

175 Hiergegen spricht jedoch aus Sicht der Beschlusskammer, dass eine rein europäische Analyse dem internationalen Charakter von Finanzmärkten weniger gerecht wird.

176 Ein stark eingeschränktes Länderportfolio birgt zudem Nachteile. Insbesondere entsteht ein Survivorship-Bias, durch den die Marktrisikoprämie systematisch überschätzt wird, weil nur „überlebende“ (d. h. wirtschaftlich erfolgreiche) Staaten in die Daten einfließen. Diesem Effekt kann durch die Wahl eines möglichst langen Beobachtungszeitraums und eines breit gefächerten Länderportfolios entgegengewirkt werden.

177 Die betrachtete historische Zeitreihe sollte vor diesem Hintergrund auf einem möglichst breit gefassten internationalen Länderportfolio beruhen. Der Vorteil eines breiten Länderportfolios liegt darin, dass dadurch historische temporäre nationale Sondereinflüsse weniger stark betont werden und sich damit die Robustheit der Schätzung verbessert. In der historischen

[60] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 90.

Betrachtung gibt es signifikante nationale Unterschiede, die z.B. vorübergehende Einflüsse von Wirtschaftskrisen und relative nationale Leistungsunterschiede widerspiegeln.

178 A priori gibt es keinen Grund zur Verwendung länderspezifischer Marktrisikoprämien. Länderspezifische Schwankungen in der Vergangenheit müssen nicht zwangsläufig auf zukünftige Schwankungen in den erwarteten Renditen hindeuten. Vielmehr basieren historische länderspezifische Marktrisikoprämien überwiegend auf den politischen und wirtschaftlichen Entwicklungen innerhalb eines Landes und lassen somit keinen Ausblick auf zukünftig erwartete länderspezifische Marktrisikoprämien zu.

179 Nach Maßgabe der finanzökonomischen Theorie sowie gestützt auf die Erkenntnisse von Frontier/Randl/Zechner (2025) und Brüning/Hoffjan/Hövelborn/Müller (2024) ist die schlichte arithmetische Durchschnittsbildung über mehrere nationale Marktrisikoprämien zur Ableitung einer globalen Marktrisikoprämie nicht sachgerecht.[61] Ein solcher Vorgehensansatz vernachlässigt den Effekt internationaler Diversifikation, wie er einem breit investierenden Kapitalmarktteilnehmer zur Verfügung steht.

180 Die Standardabweichung der Renditen einzelner nationaler Märkte ist regelmäßig höher als diejenige eines möglichst breit diversifizierten Portfolios. Dies führt bei der Betrachtung einzelner Länder zu überdurchschnittlich hohen arithmetischen Mittelwerten der jeweiligen nationalen Marktrisikoprämien. Eine (gewichtete) Mittelung dieser Werte vernachlässigt die risikomindernde Wirkung der Portfoliodiversifikation und führt systematisch zu einer Überschätzung der global relevanten Marktrisikoprämie. Sie widerspricht auch den Prämissen des CAPM.

181 Für eine sachgerechte Schätzung der Marktrisikoprämie ist daher der Diversifikationseffekt eines breiten international ausgerichteten Portfolios zu berücksichtigen. Soweit Investoren ihre Kapitalanlagen international streuen können, tritt ein Risikoausgleich über Märkte hinweg ein. Eine Nichtberücksichtigung dieses Diversifikationseffekts würde zu einer systematischen Überschätzung der Marktrisikoprämie führen.

182 Bei der Auswahl des Länderportfolios im Rahmen der Einzelfestlegung sind daher die genannten Aspekte – die Gewährleistung einer möglichst hohen methodischen Konsistenz

[61] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 53; Brüning/Hoffjan/Hövelborn/Müller (2024), „Evaluierung der Höhe des preisrechtlichen Zinssatzes, seiner Bemessungsgrundlage sowie – in diesem Zusammenhang – der Höhe des kalkulatorischen Gewinns“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, September 2024, S. 49 f.

innerhalb des CAPM und gleichzeitig die Heranziehung eines möglichst breit gefassten internationalen Länderportfolios zur Vermeidung von Verzerrungen – in einen angemessenen Ausgleich zu bringen. Die Beschlusskammer hat sich dagegen entschieden, explizit eine weltweite Betrachtung vorzugeben. Damit soll für die nachfolgende Einzelfestlegung die Möglichkeit offengehalten werden, unterschiedliche Datenquellen zu nutzen bzw. die Vor- und Nachteile dieser Datenquellen abzuwägen. Diese Datenquellen unterscheiden sich auch in den erfassten Ländern und befinden sich derzeit in einem Entwicklungsprozess, bei dem die Methodenfestlegung nicht vorab durch Fixierung auf eine weltweite Betrachtung dessen Berücksichtigung erschweren will.

183 Um eine konsistente und ökonomisch sachgerechte Ableitung der Marktrisikoprämie innerhalb des CAPM zu gewährleisten, ist es aus Sicht der Beschlusskammer zudem geboten, bei der Auswahl der historischen Renditedaten im Rahmen der Ermittlung der Marktrisikoprämie grundsätzlich eine mit dem risikofreien Zinssatz vergleichbare Restlaufzeit der zugrunde liegenden Staatsanleihen zu berücksichtigen. Unterschiedliche Restlaufzeiten können zu systematischen Verzerrungen führen, da langfristige Staatsanleihen typischerweise eine sogenannte Laufzeitprämie („term premium“) beinhalten. Dies bedeutet, dass Anleihen mit längerer Laufzeit im Regelfall einen höheren Zinssatz aufweisen als kurzfristige Anleihen vergleichbarer Bonität. Für den risikofreien Zinssatz sind europäische oder nationale Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 bis 20 Jahren heranzuziehen, vgl. unter 8.2.2. Zur Ermittlung der Marktrisikoprämie sollten daher historische Renditedaten mit vergleichbaren Restlaufzeiten herangezogen werden.

184 Entsprechend dem Vorgehen in sämtlichen vorangegangenen Festlegungen zur Eigenkapitalverzinsung ist die Marktrisikoprämie aus einer Differenz zwischen Gesamtrenditen und den Renditen langfristiger Anleihen (Bonds) zu ermitteln, da Investitionen in Energieinfrastrukturen langlebige Anlageobjekte darstellen. Es bleibt daher sachgerecht, auf längerfristige (Staats-)Anleihen zur Ermittlung des risikofreien Zinssatzes abzustellen.

185 Betrachtet man die mittels historischer Daten errechnete Marktrisikoprämie, so stellt man fest, dass sie eine kurzfristig hohe Volatilität aufzeigt und auch intertemporal durch historische Ereignisse beeinflusst wird. Um eine hohe Zuverlässigkeit der geschätzten Marktrisikoprämie als Prognosewert für die kommenden Regulierungsperioden zu gewährleisten, ist es daher notwendig, einen Datensatz zu nutzen, der eine möglichst lange Zeitreihe einbezieht. Denn

nur dadurch wird verhindert, dass länderübergreifende historische Ereignisse, die einen temporären Einfluss auf die Marktrisikoprämie hatten, einen starken singulären Einfluss auf die Marktrisikoprämie ausüben könnten.

186 Datenquellen, die nach den vorstehend genannten Kriterien für die Ermittlung der Marktrisikoprämie anhand historischer Überrenditen im Rahmen der Einzelfestlegung in Betracht kommen, sind zum Stand der vorliegenden Festlegung die jährlich erscheinende Studie „UBS Global Investment Returns Yearbook“ von Dimson, Marsh und Staunton[62] (im Folgenden DMS), die aktuell die umfangreichste und aktuellste öffentlich verfügbare Datensammlung zu historischen Marktrisikoprämien darstellt und welche die Bundesnetzagentur in den vorhergehenden Festlegungen des Eigenkapitalzinssatzes herangezogen hat sowie der Datensatz von Jordà, Schularick und Taylor (im Folgenden JST).[63]

187 Zum gegenwärtigen Zeitpunkt weist die DMS-Datenbank nach Einschätzung des Gutachterkonsortiums gegenüber der JST-Datenbank gewisse Vorteile auf. So enthält der DMS-Datensatz eine weit höhere Anzahl an Ländern und wird laufend aktualisiert und verbessert, während die JST-Datenbank derzeit nur bis zum Jahr 2020 zur Verfügung steht. Die frühere Datenverfügbarkeit für einige wenige Länder ab 1870 für die JST-Datenbank ist weniger relevant. Die DMS-Datenbank ist weiter verbreitet, obwohl sie im Gegensatz zu JST kostenpflichtig ist. Die JST-Daten sind die Grundlage von einigen akademischen Arbeiten und stellen darüber hinaus eine größere Anzahl an Variablen zur Verfügung.[64]

188 Welche dieser, oder ggf. weiterer, Datenquellen den oben genannten Vorgaben am besten gerecht wird, ist im Rahmen der jeweiligen Einzelfestlegung zu beurteilen.

8.4.3 Mittelwertbildung

189 Bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie im Rahmen der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes ist der arithmetische Mittelwert der Jahresdurchschnitte der gewählten historischen Datenreihe heranzuziehen.

190 Das arithmetische Mittel repräsentiert den Mittelwert aller historischen jährlichen Renditen, während das geometrische Mittel die insgesamt pro Periode erzielte Rendite über die gesamte Zeitreihe abbildet. Das arithmetische Mittel ist daher stets höher (im Extremfall konstanter

[62] Dimson, Marsh und Staunton (2021), „Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2021”, Credit Suisse, 2021.
[63] Jordà, Schularick und Taylor, abzurufen unter: https://www.macrohistory.net/database.
[64] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 43 f.

Renditen mindestens gleich) als das geometrische Mittel, insbesondere wenn die Renditen von Jahr zu Jahr stark schwanken.[65] Bei den beiden Mittelwerten handelt es sich um Darstellungen von Extremverhalten von Investoren, die somit eine Bandbreite definieren. Während das geometrische Mittel die Verzinsung eines theoretischen Portfolios, das über den gesamten Anlagezeitraum von mehreren Jahren gehalten wird, wiedergibt, kann das arithmetische Mittel als die erwartete Verzinsung, die ein Investor bei der zufälligen Wahl einer genau einjährigen Investition erhalten würde, interpretiert werden. Die Frage der Mittelwertbildung ist demnach eng mit der Frage der Fristigkeit verknüpft. In der wissenschaftlichen Literatur herrscht Konsens darüber, dass im Kontext des Portfoliomanagements für die erwartete Rendite einer Einjahresperiode der arithmetische Mittelwert der über jeweils einzelne Einjahresperioden ermittelten vergangenen Renditen heranzuziehen ist. Keine Einigkeit besteht jedoch für längere (mehrperiodige) Zeiträume. Im Rahmen der Festlegung eines Eigenkapitalzinssatzes für die Dauer einer Regulierungsperiode wird auf Basis von historischen Datenreihen eine konstante Marktrisikoprämie über einen Zeitraum bestimmt, welcher der Dauer der Regulierungsperiode entspricht. Die Marktrisikoprämie wird im Rahmen der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes nicht für ein Jahr festgelegt, sondern bleibt für den Zeitraum einer Regulierungsperiode gültig. Folglich gibt die gewählte Marktrisikoprämie die Erwartung des Investors für den genannten Zeitraum wieder und bezieht sich nicht auf die Erwartung in einem Jahr.

191 Die Frage, ob hier der geometrische oder der arithmetische Mittelwert heranzuziehen ist, wird in der wissenschaftlichen Literatur nach wie vor kontrovers diskutiert. Im Folgenden erfolgt eine kurze Wiedergabe der wissenschaftlichen Diskussion.

192 Ballwieser[66] und Drukarczyk[67] kommen zu dem Ergebnis, dass die Heranziehung des geometrischen oder des arithmetischen Mittels in der Literatur kontrovers diskutiert werde. Sie verweisen auf Copeland/Koller/Murrin.[68] Diese plädieren zwar für das arithmetische Mittel als besten Maßstab für erwartete zukünftige Renditen, weil alle möglichen Pfade die gleiche Gewichtung erhalten. Die geometrische Rendite stellt ihres Erachtens demgegenüber den

[65] Frontier/Randl/Zechner, Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge für unternehmerische Wagnisse von Strom- und Gasnetzbetreibern, 2021, S. 29 f.
[66] Ballwieser (2008), „Kapitalkosten in der Regulierung“, in „10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland“, Bundesnetzagentur, 2008, S. 347; Ballwieser (2007), Unternehmensbewertung, 2. Auflage, S. 96 ff.
[67] Drukarczyk (2003), Unternehmensbewertung, 4. Auflage, S. 390.
[68] Copeland /Koller /Murrin (2002), Unternehmenswert, 3. Auflage, S. 267 ff.

korrekten Maßstab für vergangene Leistungen dar, sei aber nicht zukunftsorientiert. Hinzu kommt noch, dass laut Copeland eine ganze Reihe von Studien ergeben haben, dass bei Aktienrenditen langfristig eine signifikante negative Autokorrelation besteht. Dies bedeutet, dass es schwieriger wird, Zusammenhänge zwischen den beobachteten Renditen zu verschiedenen Renditezeiträumen festzustellen. Insofern sei eine Beschränkung auf das arithmetische Mittel oder das geometrische Mittel nicht sachgerecht. Vielmehr sei daraus zu folgern, dass die tatsächliche Marktrisikoprämie zwischen dem arithmetischen und dem geometrischen Mittel liegen dürfte.[69]

193 Cooper[70] stellt ebenfalls heraus, dass die Verwendung von arithmetischem bzw. geometrischem Mittel umstritten ist:

> "Standard references on estimating the expected return on the market differ in their advocacy of the arithmetic or geometric mean as the basis of discount rates for capital budgeting."

194 Als Vertreter des geometrischen Mittels nennt Cooper Copeland[71] sowie Levy/Sarnat[72]. Ferner berichtet Cooper (S. 158), dass

> „major regulatory decisions are taken in the UK on the basis that arithmetic and geometric means of past returns have similar merit in setting expected future returns."

195 Damodaran stellt fest, dass der geometrische Durchschnitt

> „clearly (is) much more accurate measure of true growth in past earnings, especially when year-to-year growth has been erratic."[73]

196 Damodaran weist in seiner jährlichen Ausgabe zur Risikoprämie aus 2015 darauf hin, dass sich die Literatur zur Unternehmensfinanzierung und -bewertung stärker für das geometrische Mittel ausspricht.

> „*In corporate finance and valuation, at least, the argument for using geometric average premiums as estimates is strong.*"[74]

---

[69] Vgl. Copeland /Koller /Murrin (2002), Unternehmenswert, S. 271.
[70] Cooper (1996), Arithmetic versus geometric mean estimators: Setting discount rates for capital budgeting, European financial Management, Vol. 2, No. 2, S. 157.
[71] Copeland /Koller /Murrin (1991) Valuation, Measuring and Managing the Value of Companies.
[72] Levy/Sarnat (1986), Capital Investment and Financial Decisions.
[73] Vgl. Damodaran (1996), Investment Valuation, New York u. a. 1996, S. 120.
[74] Vgl. Damodaran (2015), Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2015 Edition, updated: March 2015, S. 28.

197 Hachmeister und Pedell weisen darauf hin, dass wenn man annimmt, dass die in der Vergangenheit beobachteten Renditen „unabhängige Ziehungen aus derselben Verteilung" darstellen, die arithmetische Durchschnittsbildung „eine unverzerrte Schätzung der erwarteten Rendite" darstellt.[75] Aus theoretischer Sicht wäre in diesem Fall also das arithmetische Mittel gegenüber dem geometrischen Mittel, welche die historische Betrachtung und weniger die Prognose in die Zukunft repräsentiert, vorzuziehen. Es wird außerdem von Hachmeister und Pedell der Zusammenhang erklärt, dass die „Differenz [zwischen arithmetischem und geometrischem Mittel] mit der Volatilität der jährlichen Renditen wächst".[76]

198 Auch Dimson/Marsh/Staunton deuten an, dass die Schätzung der langfristigen Marktrisikoprämie auf Basis des arithmetischen Mittels herangezogen werden kann.[77]

199 Im Rahmen der sich an die erstmalige Festlegung der Eigenkapitalzinssätze im Jahr 2008 anschließenden Beschwerdeverfahren fand eine intensive gerichtliche Überprüfung der von der Bundesnetzagentur auf Basis der damaligen Rechtslage vorgenommenen Mittelwertbildung zwischen arithmetischem und geometrischem Mittel statt. In diesen Verfahren wurden auch weitere Schätzer zur Mittelwertbildung (Blume-Schätzer, Cooper-Schätzer) diskutiert. Blume (1974) empfiehlt einen gewichteten Durchschnitt zwischen geometrischem und arithmetischem Mittel, wobei das Gewicht des arithmetischen Mittels mit der Länge des Datensatzes zunimmt und mit dem Investitionshorizont abnimmt.[78] Cooper (1996) zeigt, dass das arithmetische Mittel im Falle von Diskontierungssätzen sogar zu einer Unterschätzung führen kann. Er kommt zu dem Schluss, dass unverzerrte Schätzungen immer näher am arithmetischen Mittel als am geometrischen Mittel liegen.[79] Letztendlich wurden beide Schätzer verworfen und das Vorgehen der Bundesnetzagentur als sachgerecht angesehen.[80] Die wissenschaftliche Diskussion hat sich seitdem zwar weiterentwickelt. Zu

[75] Hachmeister, D. und Pedell, B. (2024): Anforderungen an die Weiterentwicklung der Methodik des Eigenkapitalzinssatzes für Netzbetreiber. Gutachten im Auftrag von 50 Hertz Transmission GmbH vom 17. Juni 2024, S. 72.
[76] Hachmeister, D. und Pedell, B. (2024): Anforderungen an die Weiterentwicklung der Methodik des Eigenkapitalzinssatzes für Netzbetreiber. Gutachten im Auftrag von 50 Hertz Transmission GmbH vom 17. Juni 2024, S. 71.
[77] Dimson, E.; Marsh, P.; Staunton, M. (2015): Credit Suisse Investment Returns Sourcebook 2015. S. 34.
[78] Blume (1974): Unbiased estimators of long-run expected rates of return. Journal of the American Statistical Association, 69(347), 634-638.
[79] Cooper (1996): Arithmetic versus geometric mean estimators: Setting discount rates for capital budgeting. European Financial Management, 2(2), pp. 157-167.
[80] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24.4.2013, VI-3 Kart 37/08, Rn. 102 ff.; BGH, Beschluss vom 27.01.2015, EnVR 37/13, S. 12 f.

einem wissenschaftlich eindeutigen Ergebnis im gegebenen Lösungsraum zwischen geometrischem Mittel, arithmetischem Mittel, ungewichtetem Mittel der Mittel und gewichtetem Mittel der Mittel ist sie weiterhin nicht gekommen.

200 Jacquier et al. (2003) empfehlen einen gewichteten Durchschnitt zwischen dem arithmetischen und dem geometrischen Mittel. Als Gewichtung für das geometrische Mittel schlagen sie das Verhältnis zwischen dem Investitionshorizont und der Länge des Datensatzes vor.[81]

201 Kaserer (2022) entwickelt komplexere Schätzer auf der Grundlage der Arbeit von Cooper (1996) und testet die Performance von acht Schätzern (einschließlich arithmetischem und geometrischem Mittel) anhand numerischer Simulationen. Kaserer (2022)[82] stellt fest, dass Schätzungen mit der geringsten Verzerrung zwischen arithmetischem und geometrischem Mittel liegen. Insgesamt schneidet ein bereits von Cooper (1996) vorgeschlagener Schätzer am besten und das geometrische Mittel am schlechtesten ab.[83]

202 Auch in der regulatorischen Praxis gibt es keine eindeutige Präferenz für die Anwendung des arithmetischen oder des geometrischen Mittelwerts.

203 Die Mitteilung der Europäischen Kommission[84] sieht in „3.2. Methode der Durchschnittsberechnung“ vor:

> „Die Methode des arithmetischen Mittelwerts ist nach Auffassung der Kommission für die Schätzung von WACC-Parametern am besten geeignet. Zum einen dürfte die Beschränkung auf eine einzige Methode gegenüber einer Kombination verschiedener Methoden zu mehr Transparenz für die Interessenträger führen; zum anderen stellt der arithmetische Mittelwert die gängigste Methode dar und lässt sich am einfachsten berechnen.“ [“the principle of transparency supports the use of the arithmetic average, as this is the method which stakeholders are likely to be more familiar with and is also

[81] Jacquier, Kane, and Marcus (2003): Geometric or arithmetic mean: A reconsideration. Financial Analysts Journal, 59(6), pp. 46-53.
[82] Kaserer (2022), Estimating the market risk premium for valuations: arithmetic or geometric mean or something in between?„ Journal of Business Economics, 2022.
[83] Kaserer (2022): Estimating the market risk premium for valuations: arithmetic or geometric mean or something in between?. Journal of Business Economics, 92(8), pp. 1373-1415.
[84] Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission über die Berechnung der Kapitalkosten für Altinfrastrukturen im Zusammenhang mit der Prüfung nationaler Notifizierungen im Sektor der elektronischen Kommunikation in der EU durch die Kommission, (2019/C 375/01), 6. November 2019.

the easiest and most accessible one, supporting transparency in the WACC estimation for stakeholders."]

204 Auch wenn sich die Empfehlung der Methode des arithmetischen Mittelwerts auf verschiedene WACC-Parameter bezieht und daraus keine wissenschaftliche klare Empfehlung zugunsten des arithmetischen Mittels abgeleitet werden kann, wird dem Gesichtspunkt der Transparenz bei der Umstellung auf den WACC mit Blick auf die Investorenperspektive durch die Beschlusskammer ein hoher Stellenwert zugemessen.

205 Die Umsetzung der Mitteilung erfolgt durch „Body of European Regulators for Electronic Communications (BEREC)". BEREC (2021: 48-49) äußert sich zur Festlegung auf das geometrische oder arithmetische Mittel im Zusammenhang mit der Marktrisikoprämie und stellt dazu im Bericht zur Bestimmung der WACC-Parameter im Zusammenhang mit der Marktrisikoprämie bzw. der Durchschnittsbildung für die Marktrisikoprämie fest:

> "To estimate the single EU-wide ERP BEREC calculated the arithmetic mean (AM) and the geometric mean (GM). BEREC notes that the Notice and the SWD favour for transparency reasons the use of AM. With reference to the other regulatory objectives/principles the SWD is (at best) neutral and rightly points out – in line with financial theory – the drawbacks of an AM (upward bias), in particular with regard to predictability and efficiency. To estimate the ERP on the basis of an arithmetic or geometric means has been subject to unresolved discussions in financial literature. Blume (1974) has shown that for estimating the end value of longer-term capital investments the arithmetic mean is generally an upward-biased estimator, whereas the geometric mean is a downward-biased estimator. It follows that the AM usually provides the upper boundary of the value, whereas the GM is the lower boundary. For transparency reasons BEREC provides both the GM and the AM."

206 Schließlich empfiehlt BEREC inzwischen (2025) die Verwendung des arithmetischen Mittels im europäischen Telekommunikationssektor.[85] Dem folgt die Bundesnetzagentur im Telekommunikationssektor seit 2021.

207 Zwar ist die wissenschaftliche Diskussion zu der Frage, ob der arithmetische oder der geometrische Mittelwert heranzuziehen ist, noch immer nicht abschließend geklärt.

[85] BEREC (2025): „BEREC Report on WACC parameter calculations according to the European Commission's WACC Notice of 6th November 2019 (WACC parameters Report 2022, Dok. BoR (25) 64 vom 05. Juni 2025, S. 61.

Gleichwohl hat sich die Beschlusskammer entschlossen, den bisherigen Ansatz des Mittels der Mittel zu verlassen und sich zugunsten der Netzbetreiber am oberen Ende der plausiblen, durch das geometrische und das arithmetische Mittel aufgespannten Bandbreite zu orientieren und den arithmetischen Mittelwert heranzuziehen. Durch diese Entscheidung trägt die Beschlusskammer den Anliegen der Netzbetreiber in erheblichem Maße Rechnung, was zugleich eine Erhöhung der Netzentgelte für die Netznutzenden nach sich zieht. Die Gründe dafür liegen letztlich in der besonderen Situation, die derzeit im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung zu verzeichnen ist. Anders als in anderen Infrastrukturen, wie dem Eisenbahnnetz, ist ein Teil der Energieinfrastruktur durch eine Phase extremen Wachstums geprägt mit entsprechend hohem Investitionsbedarf und entsprechend hohen Erwartungen der Investoren. Ein anderer Teil der Energieinfrastruktur ist dagegen dadurch gekennzeichnet, dass dessen Nutzung allgemein als endlich angesehen wird und gleichwohl übergangsweise auch in diesem Bereich noch Investitionen erforderlich sind. Gleichzeitig kann die Beschlusskammer noch nicht feststellen, dass diese Unterschiede dazu führen, dass auf den Kapitalmärkten entsprechend differenzierte Erwartungen sichtbar würden oder sich die Art der Investoren ändern würde. In dieser Situation erscheint der Beschlusskammer eine klare und einfach verständliche Entscheidung wichtig, um eine marktfähige Methodik zur Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes sicherzustellen.

208 Zur Gewährleistung von Planungssicherheit für Netzbetreiber und Investoren wird die Anwendung des arithmetischen Mittelwerts bereits auf Ebene der Methodenfestlegung vorgeschrieben.

8.5 Einbeziehung der Körperschaftssteuer

209 Es ist – wie im bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode geltenden Regulierungsrahmen – ein Eigenkapitalzinssatz vor Körperschaftssteuern festzulegen. Es ist nicht zweckmäßig, den Eigenkapitalzinssatz nach Ertragssteuern festzulegen. Ein solcher – um einen Ertragssteuersatz ermäßigter – Zinssatz wäre nur dann sachgerecht, wenn die gesamten Ertragssteuern gleichzeitig in voller Höhe als Kosten bei der Netzentgeltbildung angesetzt würden. Zu den Ertragsteuern gehören generell die Gewerbesteuer und die Körperschaftsteuer unter Berücksichtigung eines etwaigen Solidaritätszuschlags. Da die Gewerbesteuer bereits gemäß der Tenorziffer 12 der Festlegungen StromNEF bzw. GasNEF als separate kalkulatorische Kostenposition Berücksichtigung findet, ist für die Bestimmung des Steuerfaktors allein auf die Körperschaftsteuer unter Berücksichtigung eines etwaigen

Solidaritätszuschlags abzustellen. Eine zusätzliche pauschale Berücksichtigung würde daher eine Doppelvergütung darstellen.

210 In einzelnen Stellungnahmen wurde gefordert, dass sämtliche Ertragssteuern über einen pauschalen Steuerfaktor berücksichtigt werden sollten. Im Rahmen des laufenden Prozesses war seitens der Beschlusskammer vorgesehen, die Gewerbesteuer in ihrer tatsächlichen Höhe anzuerkennen. Seitens der Branche wurde jedoch auf die Beibehaltung eines pauschalen Modells bestanden, dem im weiteren Verlauf entsprochen wurde.

211 Aktuell wird seitens einzelner Vertreter der Branche eine weitergehende Pauschalierung der Gewerbesteuer gefordert. Da die Hebesätze der Gewerbesteuer – anders als bei der Körperschaftsteuer – erhebliche Unterschiede aufweisen und zwischen 200 und 600 Punkten variieren können, ist der vorgesehene Ansatz, die Gewerbesteuer pauschal, jedoch unter Berücksichtigung der jeweiligen individuellen Hebesätze zu erfassen, als sachgerecht anzusehen. Er stellt einen angemessenen und ausgewogenen Kompromiss zwischen Verwaltungsvereinfachung und realitätsgerechter Abbildung der Steuerlast dar.

212 Der gemäß oben beschriebener Methodik ermittelte Eigenkapitalzinssatz ist ein Wert nach Steuern und daher in der jeweiligen Einzelfestlegung mit dem Faktor

$$s = \frac{1 - GewSt}{1 - GewSt - KSt}$$

zu multiplizieren, um den Zinssatz vor Steuern darzustellen.

213 Sowohl bei dem risikofreien Basiszins als auch bei der den Wagniszuschlag prägenden Marktrisikoprämie handelt es sich nach der im Rahmen der vorliegenden Festlegung vorgegebenen Ermittlungsmethodik um Werte nach Steuern, da beiden Elementen Renditen aus versteuertem Einkommen zugrunde gelegt werden. Um einen Gleichlauf mit den internationalen Kapitalmärkten zu gewährleisten, sind die Ergebnisse aus risikofreiem Basiszins und Wagniszuschlag daher um Unternehmenssteuern zu erhöhen.

214 Folgerichtig ist eine Bereinigung des nach Steuern ermittelten Eigenkapitalzinssatzes durch die Berücksichtigung des Steuerfaktors notwendig.

215 Nach Auffassung der Beschlusskammer ist bei der Bestimmung des Steuerfaktors nicht auf die unternehmensindividuelle steuerliche Situation in Abhängigkeit von der Gesellschaftsform abzustellen. Vielmehr ist eine kalkulatorische Sichtweise einzunehmen. Es ist daher der volle Steuersatz anzusetzen. Andernfalls würde die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes in

Abhängigkeit von der steuerlichen Situation zu unternehmensindividuellen Zinssätzen vor Steuern führen.

216 Bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes vor Steuern im Rahmen der jeweiligen Einzelfestlegung ist neben der Körperschaftsteuer auch der Solidaritätszuschlag zu berücksichtigen, da er einen Zuschlag auf die Körperschaftsteuer darstellt. Der Solidaritätszuschlag gilt zum Zeitpunkt der vorliegenden Entscheidung insofern fort, als er von Kapitalgesellschaften auch zukünftig abgeführt werden soll. Sollte der Solidaritätszuschlag in Zukunft entfallen, so ist dieser im Steuerfaktor nicht mehr zu berücksichtigen.

217 Da die Bemessungsgrundlage für die Körperschaftssteuer der Gewinn vor sämtlichen Steuern, d. h. auch vor Gewerbesteuer ist, ist die Gewerbesteuer im Steuerfaktor entsprechend zu berücksichtigen. Der Gewerbesteuersatz ergibt sich aus der Multiplikation eines bundesweiten Durchschnitts des Hebesatzes zum Zeitpunkt der Einzelfestlegung mit der festgeschriebenen Messzahl.

9. Methodik zur Bestimmung des anzusetzenden Fremdkapitalkostensatzes (Tenorziffer 5)

218 Zur Bestimmung des gewichteten Gesamtkapitalkostensatzes wird ein pauschaler kalkulatorischer Fremdkapitalkostensatz herangezogen.

219 Der bei der Festlegung des WACC heranzuziehende kalkulatorische Fremdkapitalkostensatz soll typisiert jenen Kosten entsprechen, zu denen sich vergleichbare Unternehmen am Markt finanzieren. Daher gilt es, ähnlich wie bei der Ermittlung des Eigenkapitalkostensatzes, Annahmen und Parameter festzulegen, damit die Risiko- und Finanzierungsstruktur deutscher Netzbetreiber unter Berücksichtigung von Effizienzkriterien abgebildet wird.

220 Für die Bestimmung eines pauschalen Fremdkapitalkostensatzes ist die Anwendung einer stabilen und konsistenten Ermittlungsmethodik von wesentlicher Bedeutung. Hierdurch wird gewährleistet, dass etwaige kurzfristige Marktschwankungen im Zeitverlauf keine starken – negativen oder positiven – Wirkungen entfalten und keine systematischen Brüche in der Bestimmung des Zinssatzes auftreten.

221 Der von der Bundesnetzagentur künftig bestimmte regulatorische Fremdkapitalkostensatz kann von den tatsächlichen Finanzierungskosten einzelner regulierter Netzbetreiber abweichen. Dies entspricht jedoch dem System der Anreizregulierung, welches darauf abzielt, Effizienzanreize zu setzen. Die Implementierung von Effizienzvorgaben ist europarechtlich

vorgegeben (vgl. oben unter 4.1.2.). So müssen die Kosten den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, vgl. Art. 18 Abs. 1 Uabs. 1 VO (EU) 2019/943 (Strom). Die Netzentgelte müssen auf Grundlage von effizienten Kosten gebildet werden (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG). Kosten, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG). Notwendige Investitionen in Netze müssen so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG).

222 Durch die Vorgabe eines pauschalen Zinssatzes wird sichergestellt, dass Netzbetreiber bestrebt sind, sich möglichst kosteneffizient zu finanzieren. Gleichzeitig wird damit verhindert, dass ineffiziente Finanzierungskosten auf die Netznutzenden überwälzt werden. Auch hohe Fremdkapitalzinsen aufgrund einer schlechten Finanzierungsstrategie sind durch die Netzbetreiber zu tragen und können nicht wie bisher durch Kostenprüfung und standardisierte Kostenansätze im Effizienzvergleich auf die Kunden übergewälzt werden. Umso wichtiger ist eine angemessene Methodik. Die pauschale Bestimmung der Fremdkapitalkosten für 60 Prozent des betriebsnotwendigen Vermögens lässt Netzbetreibern auch in angemessenem Umfang Chancen, wenn sie von der Kapitalstruktur des WACC abweichen und so ihre Finanzierung günstiger gestalten. Eine noch genauere und individuellere Bestimmung der Fremdkapitalkosten und ihrer Gründe ist im Interesse einer schlanken Regulierung nicht erstrebenswert und führt voraussichtlich auch zu keinen besseren Ergebnissen für die Netznutzenden. Durch die fünfjährige, noch besser in der künftig möglichen dreijährigen, Regulierungsperiode wird die Abbildung des Zinsumfelds für das Bestandsvermögen in angemessenen Zeiträumen aktualisiert.

223 Die Beschlusskammer stellt – gestützt auf die gutachterliche Auswertung des aktuellen Stands der Wissenschaft[86] – fest, dass sich eine klare Differenzierung der Fremdkapitalkosten zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern auf Basis der derzeit verfügbaren empirischen Evidenz nicht belastbar begründen lässt. Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, bei der Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes keine methodische Unterscheidung zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern vorzunehmen.

224 Eine methodische Differenzierung könnte grundsätzlich durch unterschiedliche Risikoprofile begründet werden. Stromnetzbetreiber sehen sich angesichts des durch die Energiewende

[86] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S 66.

bedingten erheblichen Investitionsbedarfs spezifischen Risiken ausgesetzt, etwa Verzögerungen und höheren Kosten aufgrund von Lieferkettenproblemen oder steigenden Preisen für Netzkomponenten aufgrund der hohen Nachfrage. Gasnetzbetreiber hingegen könnten perspektivisch mit einem Rückgang der Nutzung fossiler Energieträger konfrontiert werden, was Risiken im Hinblick auf „Stranded Assets“ und daraus resultierende Stilllegungen von Infrastrukturen begründen könnte.[87]

225 Ob und inwieweit diese unterschiedlichen Risiken vom Kapitalmarkt unterschiedlich bewertet und in den Fremdkapitalkosten abgebildet werden, hängt maßgeblich von der jeweiligen regulatorischen Ausgestaltung ab. Bei Gasnetzbetreibern bestehen unter anderem Mechanismen zur Risikominimierung, wie etwa die Möglichkeit der Anpassung der Abschreibungsmethodik gemäß KANU 2.0. Hierdurch reduziert sich das vom Kapitalmarkt zu tragende Risiko.

226 Die Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes sowie der zugrunde liegenden Datenauswahl hat nach den nachstehenden methodischen Vorgaben zu erfolgen:

9.1 Marktorientierter indexbasierter Ansatz

227 Der Fremdkapitalzinssatz ist anhand eines marktorientierten indexbasierten Ansatzes zu bestimmen.

228 Anders als bei Eigenkapitalkosten, die am Markt nicht direkt ablesbar sind und daher durch die Verwendung von theoretischen Modellen geschätzt werden müssen, lassen sich Kostensätze für die Fremdkapitalkosten anhand von beobachtbaren Marktdaten gut approximieren. Daher folgt die Festlegung einem direkten marktorientierten Ansatz. Die am Markt beobachtbaren Fremdkapitalkosten spiegeln die aktuelle Bewertung des Risikos von eingesetztem Fremdkapital von vergleichbaren Unternehmen in geeigneter Form wider. Es ist auch sehr wahrscheinlich, dass sich die regulierten Unternehmen in vergleichbarer Weise finanziert haben. Jedenfalls stehen ihnen diese Wege grundsätzlich offen, zumal die Netzbetreiber auch im vertikal integrierten Unternehmen im Rahmen der operationellen Entflechtung nach § 7a Abs. 4 EnWG die Möglichkeit haben müssen, sich effizient zu finanzieren.

229 Zur Bestimmung der Fremdkapitalkosten stehen grundsätzlich zwei marktorientierte Ansätze zur Verfügung – zum einen der „indirekte“ anleihebasierte Ansatz, zum anderen der „direkte“

[87] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 66.

indexbasierte Ansatz. Beide Ansätze sind mit Vor- und Nachteilen verbunden, die im Folgenden dargestellt und abgewogen werden.

230 Beim anleihebasierten Ansatz von Vergleichsunternehmen wird der Fremdkapitalzinssatz als die Summe aus einem risikofreien Zinssatz und einem Fremdkapitalaufschlag ermittelt. Der Fremdkapitalaufschlag wird auf Basis einer Stichprobe von Vergleichsunternehmen (Energiesektor, Rating, Restlaufzeiten) bestimmt. Bei diesem Ansatz muss somit auch ein relevanter risikofreier Zinssatz für den Fremdkapitalzinssatz bestimmt werden. Dieser kann sich auch vom risikofreien Zinssatz für den Eigenkapitalzinssatz unterscheiden.[88]

231 Ein Vorteil des anleihebasierten Ansatzes besteht darin, dass bei der Auswahl der Unternehmensanleihen auf Vergleichbarkeit abgestellt werden kann. Die verwendeten Vergleichsunternehmen können transparent ausgewiesen werden und Anleihetypen können explizit gewählt werden. Die Verwendung einer Auswahl von Vergleichsunternehmen im anleihebasierten Ansatz kann spezielle Risiken von Netzbetreibern bzw. Netzbetreibergruppen relativ gut abbilden. Dazu ist es aber nötig, eine Stichprobe von Netzbetreibern zu definieren, die das Risikoprofil deutscher Netzbetreiber widerspiegeln und deren Unternehmensanleihen am Kapitalmarkt gehandelt werden. Dies kann zu einer vergleichsweise kleinen Datenbasis führen, wodurch einzelne Datenpunkte einen hohen Einfluss ausüben und der Kapitalmarkt nicht mehr adäquat abgebildet werden könnte. Ein wesentlicher Nachteil des anleihebasierten Ansatzes ist demnach die Verzerrung bei einer zu geringen Stichprobe.[89]

232 Der indexbasierte Ansatz vermag den Nachteil einer unzureichenden Stichprobengröße sowie die daraus resultierende Verzerrung einzelner Datenpunkte durch die Verwendung breiter Marktindizes auszuschließen. Solchen Indizes liegen umfangreiche Stichproben der Unternehmensanleihen mit vergleichbaren Eigenschaften zugrunde. Dies ermöglicht eine repräsentative Abbildung des Kapitalmarktes sowie eine stabilere Schätzung über den Zeitverlauf.[90] Kennzeichnend für diesen Ansatz sind eine hohe Transparenz sowie eine geringe Komplexität. Die Fremdkapitalkosten können unmittelbar abgelesen werden und dienen den Netzbetreibern als transparenter Benchmark, an dem sie sich orientieren können. Ein Nachteil

[88] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 63.
[89] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 63.
[90] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 63.

des indexbasierten Ansatzes kann darin liegen, dass „sektorfremde“ Unternehmen im Vergleich zu Energienetzen bzw. Energieunternehmen vertreten sein können. Indizes von Unternehmensfinanzierungen aus bestimmten Sektoren mit bestimmten Risikoprofilen (Ratings) können jedoch das spezielle Risiko deutscher Netzbetreiber weniger zielgenau abbilden, als der anleihebasierte Ansatz.[91]

233 Der indexbasierte Ansatz wird von europäischen Regulierungsbehörden zunehmend herangezogen (beispielsweise von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags und zur Bestimmung des WACC für den Eisenbahnsektor, von E-Control für Strom-/Gasnetzbetreiber, von Ofgem für Strom-/Gasnetzbetreiber, von CRE für Gasnetzbetreiber, von ILR für Strom-/Gasnetzbetreiber sowie in Belgien (Wallonien) für Strom- /Gasnetzbetreiber).[92]

234 Nach Abwägung der dargestellten Vor- und Nachteile der beiden Methoden erachtet die Beschlusskammer – in Übereinstimmung mit den Empfehlungen des Gutachterkonsortiums und Vorträgen der Branche[93] – die Heranziehung des indexbasierten Ansatzes als vorzugswürdige Methode zur sachgerechten Ermittlung der Fremdkapitalkosten. Die indexbasierte Methode zeichnet sich durch die repräsentative Abbildung der Kapitalmarktsituation sowie die damit verbundene höhere Robustheit aufgrund einer größeren Datengrundlage aus. Zudem sind die hohe Transparenz sowie die geringe Komplexität der „direkten“ Methode gewichtige Gründe für ihre Verwendung bei der Bestimmung des Fremdkapitalkostensatzes. Der Nachteil der geringeren Vergleichbarkeit kann durch eine entsprechende Auswahl des Index verringert werden (siehe hierzu unter 9.1.2. Sektorspezifischer Index).

235 Die Auswahl der geeigneten Reihe(n) erfolgt – wie auch bei der Bestimmung des risikofreien Zinssatzes im Rahmen des Eigenkapitalzinssatzes – in der Einzelfestlegung, sodass die Möglichkeit besteht, flexibel auf sich ggf. über die Zeit einstellende Veränderungen reagieren zu können. Um dennoch bereits auf Ebene der Methodenfestlegung frühzeitig eine

[91] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 63.
[92] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 63.
[93] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 63.; Vgl. PWC (2024), Präsentation: Ermittlung der regulatorischen Fremdkapitalkosten in einem WACC-Ansatz, Vorstellung im Rahmen des 2. Expertenaustausches zur pauschalen Erstattung von Kapitalkosten und Methoden zur Bestimmung der eingehenden Zinssätze und Finanzierungsquoten vom 21.10.2024 (2024).

größtmögliche Planungssicherheit zu gewährleisten, werden vorliegend Kriterien vorgegeben, die bei der Auswahl zu beachten sind.

9.1.1 Anleiheindex

236 Um die Kapitalmarktsituation umfassend und sachgerecht abzubilden, erscheint es sinnvoll, auf einen Anleiheindex abzustellen.[94]

237 Es bestehen zahlreiche Möglichkeiten der Fremdfinanzierung, wie etwa Anleihen, Kredite oder Schuldscheindarlehen. Anleihen unterscheiden sich von Krediten oder Schuldscheindarlehen insbesondere dadurch, dass sie in der Regel frei handelbar sind. Dadurch kann dem daraus gewonnenen Ergebnis eine höhere Markteffizienz unterstellt werden. Zudem sind die Marktdaten zu Anleihen transparent und nachvollziehbar. Auch die Entwicklungen im regulatorischen Umfeld anderer europäischer Regulierungsbehörden zeigen, dass zunehmend auf Anleiheindizes als Datengrundlage zurückgegriffen wird (unter anderem Frankreich, Großbritannien, Italien, Österreich).

238 In mehreren Stellungnahmen wurde eingewandt, dass Anleihefinanzierungen im Wesentlichen nur großen Netzbetreibern offen stünden, da das erforderliche Finanzierungsvolumen beziehungsweise die Losgrößen vergleichsweise hoch sei. Für viele kleinere Netzbetreiber stünde eine Anleihefinanzierung daher nicht zur Verfügung. Sie seien stattdessen auf klassische Bankkredite angewiesen. Zudem wurde vorgetragen, dass Kreditfinanzierungen mit geringeren Volumina oftmals mit höheren Zinssätzen verbunden seien. Volumenbedingte Zinsdifferenzen müssten daher in die Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes einbezogen werden. Hierzu wurden seitens der Stellungnehmenden verschiedene Datenreihen miteinander verglichen. Netzbetreiber riefen typischerweise kleinere Kreditvolumen ab, da Kapital im Zeitablauf bedarfsgerecht und in mehreren Tranchen aufgenommen werde. Dieser Finanzierungsmodus spiegele die Realität der Mehrzahl der Netzbetreiber deutlich besser wider als die Annahme großvolumiger Einmalfinanzierungen.

239 Bei der Auswahl des Index ist auf den Gesamtmarkt der Netzbetreiber abzustellen. Dieser wird von den großen Verteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern dominiert, deren jährliche Fremdkapitalaufnahmen durch einen Anleiheindex sachgerecht abgebildet werden. Den Netzbetreibern steht es grundsätzlich frei, die für sie jeweils geeignete Finanzierungsform

[94] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 63.

zu wählen. Diese Wahlfreiheit wird als wesentliches Element des WACC und eines wettbewerbskonformen und effizienten Regulierungsrahmens angesehen. Die Beschlusskammer misst auch der europarechtlich vorgegebenen Festsetzung eines effizienten Zinssatzes eine hohe Bedeutung bei. Zentrale Grundlage hierfür ist die transparente und nachvollziehbare Herleitung der relevanten Zinswerte. Anleiheindizes werden als effiziente und marktgerechte Bezugsgrößen anerkannt, die sowohl im Kapitalmarkt als auch in regulatorischen Verfahren eine wesentliche Referenz darstellen. Ziel der Regulierung ist es, für natürliche Monopole einen wirksamen Wettbewerb zu simulieren.[95] Dabei ist sicherzustellen, dass Netznutzende keine Nachteile aus strukturellen Gegebenheiten einzelner Netzbetreiber erfahren. Die Festlegung eines einheitlich effizienten Zinssatzes auf Basis von Anleiheindizes trägt somit zur Wahrung von Gleichbehandlung und zur Förderung effizienter Investitionsbedingungen im gesamten Netzbereich bei.

240 Zudem ist festzuhalten, dass eine pauschale Annahme, sonstige (Kredit-) Finanzierungen gingen stets mit einem Zinsaufschlag gegenüber Anleihefinanzierungen einher, nicht belastbar ist, da stets eine Vielzahl von Parametern zu berücksichtigen ist. Inwieweit Kreditzinsen (bei gleicher Bonität, Sektorzugehörigkeit und Laufzeit) systematisch höher als Anleiherenditen sind, kann empirisch nicht eindeutig beobachtet werden. ECB (2023: 76 „Financing costs have increased for firms in the last year, with banks offering cheaper financing than bond markets to better-rated firms.“) zeigt beispielsweise, dass Kreditzinsen bei ähnlicher Laufzeit und Bonität (Investment Grade) sogar leicht unter Anleiherenditen liegen können. NERA (2023: 18-19) legt bei einer Verwendung eines Anleiheindex im BBB-Ratingbereich bei der Bestimmung der Fremdkapitalkosten für den Kapitalkostenabgleich die alleinige Verwendung einer Unternehmensanleiherendite-Zeitreihe als Datengrundlage (und nicht die Kombination mit einer Kreditzins-Zeitreihe) nahe.[96] Darüber hinaus gewährleistet die Handelbarkeit von Anleihen auf dem Sekundärmarkt ein effizientes Preisfindungsverfahren.

241 Gegen die alternative bzw. zusätzliche Heranziehung eines „Kreditzins“-Index zur Bestimmung der Fremdkapitalkosten spricht zudem, dass Informationen über Kreditzinsen bei Unternehmen gesammelt in einer transparenten Form nicht verfügbar sind. Dies betrifft beispielsweise die Bonität der Unternehmen, die Sektorzugehörigkeit sowie die Laufzeit der

[95] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen der Bundesnetzagentur (2025), „Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, 23.07.2025, S. 3.
[96] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 64, Fn. 56.

Kredite. Die Höhe der Kreditzinsen ist nicht optimal, da diese Preise auf einem weniger liquiden Markt zustande kommen.[97]

242 In den Verordnungen war bisher insbesondere die Verwendung von Indizes der Deutschen Bundesbank vorgegeben, die unter anderem auch Kreditdaten enthalten. So ist für die Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz im Kapitalkostenaufschlag in § 10a Abs. 7 S. 5 ARegV in der bis zum 31.12.2028 geltenden Fassung geregelt, dass für den kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz das arithmetische Mittel aus den von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten „Umlaufsrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen von Unternehmen“ sowie der Kreditreihe „Kredite an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Million Euro, bei einer anfänglichen Zinsbindung mit einer Laufzeit von über einem Jahr bis zu fünf Jahren“ anzusetzen ist. Angesichts der weniger transparenten Datengrundlage sowie der historisch höheren Volatilität dieser Indizes erscheint deren weitere Verwendung jedoch als ungeeignet.

243 Netzbetreiber sind gehalten, sich effizient zu finanzieren, wobei ihnen verschiedene Instrumente zur Verfügung stehen. Aus Sicht der Beschlusskammer wiegt das europarechtlich vorgegebene Argument der Effizienz schwer, sodass ein Index (oder mehrere Indizes) von Unternehmensanleihen einen geeigneten und effizienten Benchmark zur Bestimmung der Fremdkapitalkosten darstellt.

244 Anerkannte Anbieter solcher Indizes sind Bloomberg, Refinitiv oder die iBoxx-Indizes von S&P Global, die in der regulatorischen Praxis häufig Anwendung finden. Diese Anbieter liefern verlässliche und öffentliche Indizes. Die Verwendung von verfügbaren etablierten Anleiheindizes durch (kommerzielle) Anbieter bewirkt eine hohe Transparenz sowohl für Netznutzende als auch Netzbetreiber. Letztere können dadurch ihre eigenen Fremdkapitalkosten anhand eines transparenten Benchmarks optimieren.[98]

9.1.2 Sektorspezifische Betrachtung

245 Für die Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes im Rahmen der Einzelfestlegung ist ein sektorspezifischer Anleiheindex heranzuziehen.

[97] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 64, Fn. 56

[98] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, 2025, S. 63.

246 Hiergegen wurde in den Stellungnahmen teilweise eingewandt, dass ein rein sektorspezifischer Ansatz nicht zwingend erforderlich sei, da Ratingagenturen sektorspezifische Risiken bereits in ihrer Bonitätsbewertung berücksichtigten. Historische Daten zeigten, dass die Renditen von Anleihen aus verschiedenen Sektoren bei gleicher Bonität nur marginale Unterschiede aufwiesen. Eine Sektorbeschränkung schränke die Datengrundlage unnötig ein, was die Präzision der Schätzung reduziere und die Wahrscheinlichkeit von Schätzfehlern erhöhe. Ein breiterer Unternehmensanleiheindex biete den Vorteil einer größeren Liquidität und Stabilität, wodurch der Kapitalmarkt repräsentativer abgebildet werde.

247 Zwar sind in der Regel Liquidität und Robustheit umso höher, je breiter der zugrunde gelegte Index ausgestaltet ist. Allerdings sinkt in diesem Fall die sektorspezifische Aussagekraft, da auch Unternehmen einbezogen werden, deren Geschäftstätigkeit nicht mit dem regulierten Netzbetrieb vergleichbar ist.

248 Es mag zwar zutreffen, dass im Rating bereits sektorspezifische Besonderheiten berücksichtigt werden. Gleichwohl sind darüber hinaus weitere Parameter in die Betrachtung einzubeziehen. Von besonderer Relevanz ist hierbei auch die Präferenz der Investoren, welche maßgeblichen Einfluss auf die Preisbildung am Kapitalmarkt hat. Vor diesem Hintergrund hält es die Beschlusskammer für sachgerecht, dass eine sektorspezifische Betrachtung nicht ausschließlich im Rahmen der Ratingverfahren erfolgen sollte, sondern sich auch in den tatsächlich am Markt beobachtbaren Kupons widerspiegeln sollte.

249 Daher ist die Wahl eines sektorspezifischen Anleiheindex geboten. Durch eine gezielte Eingrenzung der zu beobachtenden Sektoren können die Fremdkapitalkosten deutscher Netzbetreiber sachgerecht approximiert werden.

250 Im Rahmen der Einzelfestlegung ist dabei eine Abwägung vorzunehmen zwischen dem Grad der sektorspezifischen Eingrenzung einerseits sowie der Liquidität und Verfügbarkeit der jeweiligen Datenreihe andererseits.

251 Vor dem Hintergrund, dass viele deutsche Netzbetreiber im Verbund mit Stadtwerken oder mit übergreifenden Konzernaktivitäten der Erzeugung und der Belieferung finanziert sind, erscheint eine Eingrenzung auf den Sektor „Utilities“ sachgerecht. Hinzu kommt, dass Verteilernetzbetreiber sich in aller Regel nicht eigenständig finanzieren, sondern bestenfalls auf Konzernanleihen oder Konzernfinanzierungen setzen, so dass zum Zeitpunkt der

Methodenfestlegung kein Index existiert, der ausschließlich Daten von Netzbetreibern enthält.

9.1.3. Währung

252 Auch die hinterlegte Währung stellt einen relevanten Einflussfaktor für die Ermittlung der Fremdkapitalkosten dar. Für deutsche Netzbetreiber bildet die Finanzierung in Euro den marktüblichen Standard, sodass konsequenterweise ein Euro-Anleiheindex zugrunde zu legen ist.

253 Zwar haben einzelne Unternehmen im Rahmen der Stellungnahmen angeregt, auch Anleihen in anderen Währungen zu berücksichtigen. Der Ansatz, den zu ermittelnden Fremdkapitalzinssatz ausschließlich auf Basis eines Euro-Anleiheindex zu bestimmen, erzeuge eine methodische Inkonsistenz innerhalb der WACC-Systematik. So solle die Marktrisikoprämie auf Basis internationaler Kapitalmarktdaten ermittelt werden (welche überwiegend nicht auf den Euro lauten), während die Ableitung des Fremdkapitalzinssatzes rein in Euro erfolgen solle. Dies widerspreche dem Grundsatz der konzeptionellen Einheitlichkeit der Parameter im CAPM und gefährde die Konsistenz zwischen Eigen- und Fremdkapitalkomponente im WACC.

254 Hierzu ist festzuhalten, dass Eigenkapital und Fremdkapital unterschiedliche Charakteristika aufweisen. Während Fremdkapitalkosten unmittelbar am Markt beobachtbar sind, lassen sich Eigenkapitalkosten nicht direkt ablesen. Methodisch unterscheiden sich daher bereits die Ansätze zur Herleitung beider Kapitalkostenarten, was sich folglich auch in den betrachteten Portfolios widerspiegelt.

255 Darüber hinaus wurde vorgetragen, dass sich Netzbetreiber in der Praxis nicht ausschließlich am Euro-Markt refinanzierten, sondern – insbesondere in Phasen veränderter Zinsdifferenzen zwischen Währungsräumen – auch Darlehen in anderen Leitwährungen wie USD oder GBP aufnähmen. Eine einseitige Beschränkung auf Euro-Instrumente blende diese realen Finanzierungsmöglichkeiten und deren potenziell günstigeren Konditionen aus, wodurch die regulatorische Kalkulation nicht mehr die tatsächlichen Marktchancen widerspiegele. Zudem seien währungsübergreifende Finanzierungen, abgesichert durch Währungsswaps, in der Praxis ein gängiges Mittel, um Zinskosten zu optimieren und die Investitionsfähigkeit zu stärken.

256 Die Bundesnetzagentur hat lediglich in seltenen Einzelfällen beobachtet, dass Konzerngesellschaften von Netzbetreibern Anleihen in Fremdwährungen begeben haben. Hierbei handelt es sich jedoch um Ausnahmen, die die grundsätzliche Relevanz des Euro als Hauptwährung nicht in Frage stellen. Hinzu kommt, dass der Euro eine weltweit gehandelte Währung ist, sodass auch internationale Investoren ohne Einschränkungen in Euro-Anleihen investieren können. Die Wahl eines Euro-Index führt somit nicht zu einer unzulässigen Einschränkung.

257 Im Übrigen ist zu berücksichtigen, dass der WACC eine pauschale Verzinsung darstellt. Den Unternehmen verbleiben ausreichend Spielräume, ihre individuelle Kapitalstruktur und Finanzierung eigenverantwortlich zu optimieren. Etwaige Finanzierungen in Fremdwährungen werden durch den pauschalen Ansatz nicht ausgeschlossen. Vielmehr sind die damit verbundenen Chancen und Risiken der unternehmerischen Sphäre zuzuordnen.

9.1.4 Restlaufzeit

258 Es ist ein Anleiheindex zu verwenden, der überwiegend Anleihen mit Restlaufzeiten um die zehn Jahre enthält. Investitionen in Energienetze sind typischerweise langfristiger Natur, was nach dem Grundsatz der Fristenkongruenz auch in der bilanziellen Darstellung abgebildet werden muss.[99] Diese langfristige Finanzierungsstruktur lässt sich am Markt insbesondere anhand veröffentlichter Anleihespiegel von Netzbetreibern nachvollziehen. Auch die Prüfungsgesellschaft PWC hat in einer Präsentation im Rahmen eines Workshops zur Ermittlung der regulatorischen Fremdkapitalkosten anhand empirischer Beobachtungen dargestellt, dass die Verwendung von einer Laufzeit von zehn Jahren angesichts der durchschnittlichen Finanzierungsdauer sinnvoll erscheint.[100]

259 Auch in den Stellungnahmen wurde die hinterlegte Laufzeitannahme von 10 Jahren überwiegend begrüßt und vorgetragen, dass dies eine sachgerechte Abbildung der tatsächlichen Finanzierungsdauern darstelle.

260 Europäische Regulierungsbehörden tragen diesem Umstand Rechnung, indem sie bei der Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes überwiegend auf Anleihen mit längeren

[99] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S 63; NERA Economic Consulting (2023), Fremdkapitalzinssatz bei Investitionen in Strom- und Gasverteilnetze, Kurzgutachten im Auftrag des BDEW, 2023.

[100] PWC (2024), Präsentation: Ermittlung der regulatorischen Fremdkapitalkosten in einem WACC-Ansatz, Vorstellung im Rahmen des 2. Expertenaustausches zur pauschalen Erstattung von Kapitalkosten und Methoden zur Bestimmung der eingehenden Zinssätze und Finanzierungsquoten vom 21.10.2024 (2024).

Restlaufzeiten, typischerweise im Bereich von zehn Jahren, abstellen (unter anderem Belgien, Frankreich, Großbritannien, Österreich, Niederlande).

261 Für die Wahl einer zehnjährigen Restlaufzeit spricht zudem, dass diese Dauer einer klassischen Duration bei Anleiheemissionen entspricht, wodurch eine hohe Marktliquidität und eine belastbare Datenbasis gewährleistet werden.

262 In einzelnen Stellungnahmen wurde die Forderung erhoben, auf längere Restlaufzeiten abzustellen. Eine solche Vorgehensweise erscheint aus Sicht der Beschlusskammer jedoch nicht zielführend. Zum einen stellt die zehnjährige Restlaufzeit einen beobachtbaren Mittelwert dar: Viele Unternehmen wählen in der Praxis Finanzierungen mit unterschiedlich langen Laufzeiten, teilweise kürzer, teilweise länger. Die Wahl einer zehnjährigen Restlaufzeit bildet daher eine sachgerechte Approximation der tatsächlichen Kapitalmarktverhältnisse. Dies schließt vereinzelte längerfristige Finanzierungsinstrumente nicht aus.

263 Es bleibt festzuhalten, dass es den Unternehmen freisteht, sich im Rahmen ihrer individuellen Finanzierungsmöglichkeiten gegenüber diesem Benchmark zu optimieren, sie dann jedoch auch das daraus resultierende Risiko selbst zu tragen haben. Zudem ist zu berücksichtigen, dass gemäß § 489 Abs. 1 Nr. 2 BGB Darlehensverträge mit einer Laufzeit von mehr als zehn Jahren unter bestimmten Voraussetzungen vom Darlehensnehmer gekündigt werden können, was eine Orientierung an dieser Laufzeit zusätzlich rechtfertigt. Schließlich empfehlen auch Frontier/Randl/Zechner (2025) in ihren Analysen eine Restlaufzeit von zehn Jahren.[101]

264 Insgesamt ist eine Orientierung an einer Restlaufzeit von rund zehn Jahren als sachgerechter Maßstab für die Ermittlung der Fremdkapitalkosten von Strom- und Gasnetzbetreibern anzusehen.

9.1.5 Kreditrating bzw. Risikoprofil

265 Um die Fremdkapitalkosten deutscher Netzbetreiber sachgerecht abzubilden, ist es erforderlich, das Risikoprofil als maßgebliches Kriterium für die Auswahl der zugrunde zu legenden Datenreihe festzulegen. Das dem oder den Anleiheindizes zugrunde liegende Kreditrisikorating muss mit den am Markt beobachtbaren Risikoprofilen deutscher

[101] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 63.

Netzbetreiber sowie den Anforderungen an die Kapitalquote nach Tenorziffer 3 konsistent sein.

266 Mehrere Stellungnahmen begrüßen die hinterlegte Ratingkategorie und stellen dar, dass dies eine sachgerechte Abbildung der Kapitalmarktverhältnisse darstelle.

267 Am Markt liegen öffentliche Ratings sowohl deutscher als auch europäischer Netzbetreiber vor. Hier weisen Energienetze größtenteils ein BBB-Rating auf (z.B. Amprion GmbH, Eurogrid GmbH, E.ON SE, e-netz Südhessen AG, EWE AG, Open Grid Europe GmbH). Auch die Ratings der Peer-Group, welche in der Vergangenheit bei der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes berücksichtigt wurden, weisen überwiegend ein Rating im BBB-Bereich auf.[102] [103]

268 Nichtsdestotrotz wird eine Vielzahl von deutschen Verteilernetzbetreibern nicht öffentlich geratet. NERA (2023) hat in einem Gutachten für den BDEW mittels einer vereinfachten Bonitätsanalyse dargestellt, dass ein Rating eher am unteren Ende der Bandbreite A – BBB, also im Bereich BBB liege.[104]

269 Frontier/Randl/Zechner (2024) beschreiben, dass ein kommunaler Eigentümer einen positiven Einfluss auf das Kreditrating haben kann, jedoch das Ausmaß dieses Einflusses auch von finanziellen Parametern des kommunalen Eigentümers abhängt.[105]

270 Es besteht zudem ein signifikanter Zusammenhang zwischen der Höhe der Kapitalquote, konkret dem Anteil des Fremdkapitals, und dem zugewiesenen Kreditrating. Ratingagenturen verwenden die Kapitalquote, zusammen mit anderen relevanten Finanzkennzahlen, als eine entscheidende Größe bei der Ermittlung des Kreditratings für regulierte Energienetze. Eine Fremdkapitalquote im Bereich von 40 bis 60 Prozent ist hierbei grundsätzlich geeignet, sowohl ein Rating im A-Bereich als auch im BBB-Bereich zu unterstützen, da sie als Indikator für eine ausgewogene Finanzstruktur angesehen wird.[106]

271 Ein vergleichbarer Trend zu einem BBB-Rating lässt sich zudem bei der Praxis europäischer Regulierungsbehörden beobachten (unter anderem Belgien, Frankreich, Italien, Österreich).

---

[102] Vgl. Moody's (2025), Report Regulated Electric & Gas Networks- Europe Outlook.

[103] Der Begriff ‚BBB-Bereich' umfasst bei den Ratingagenturen S&P und Fitch Ratings die Bonitätsstufen von BBB+ bis BBB−; bei Moody's entspricht dies den Ratings von Baa1 bis Baa3.

[104] NERA Economic Consulting (2023), Fremdkapitalzinssatz bei Investitionen in Strom- und Gasverteilnetze, Kurzgutachten im Auftrag des BDEW, 2023.

[105] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S 68.

[106] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 69.

Darüber hinaus stellt das BBB-Rating ein Segment innerhalb des Investment-Grade-Bereichs dar und erfüllt wesentliche Voraussetzungen, um eine kostengünstige und effiziente Finanzierung der Netzbetreiber zu gewährleisten. Ein Rating im BBB-Bereich erscheint nicht als überhöht angesetzt, sondern stellt ein realistisch erreichbares Effizienzniveau für die Netzbetreiber dar, ohne unrealistische Anforderungen an ihre Finanzierungseffizienz zu stellen.

9.2 Dynamisierung und Durchschnittsbildung

272 Bei annähernd gleichbleibendem Investitionsgeschehen ist die Bestimmung der Fremdkapitalsätze aus dem Basisjahr bei einer fünf- oder dreijährigen Regulierungsperiode wie in der Vergangenheit angemessen möglich. Die Beschlusskammer hat entschieden, dem dynamischen Investitionsgeschehen, insbesondere im Elektrizitätssektor, Rechnung zu tragen.

273 Hinsichtlich der Dynamisierung und Durchschnittsbildung bei der Bestimmung des Fremdkapitalkostensatzes hält die Beschlusskammer eine Differenzierung zwischen Bestandsvermögen und Neuinvestitionen für sachgerecht. Für das Bestandsvermögen – das heißt Investitionen bis einschließlich des Basisjahres nach Tenorziffer 2.3 S. 2 der Festlegungen RAMEN Strom und Gas (maßgeblich ist das Kalenderjahr, in dem das jeweilige Anlagegut nach Fertigstellung aktiviert wurde) – wird vorab für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode bei der Festlegung des WACC ein Fremdkapitalzinssatz basierend auf einem siebenjährigen Durchschnitt bestimmt. Für Neuinvestitionen erfolgt die Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags auf Grundlage des Jahreswertes des jeweiligen Anschaffungsjahres des Anlagengutes. Damit gehen die aktuellen Zinsentwicklungen im Gewicht der Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode zunehmend in die Finanzierungsbetrachtung mit ein.

274 Bei der Frage der Dynamisierung und Durchschnittsbildung ist – wie bei der Durchschnittsbildung zur Bestimmung des risikofreien Zinssatzes beim Eigenkapitalzinssatz, vgl. unter 8.2. – auch im Rahmen der Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes zwischen Aktualität und Stabilität abzuwägen. Im Rahmen der Abwägung stehen einem möglichst hohen Grad an Aktualität zudem die beabsichtigte Vereinfachung der Regulierung, auch im Sinne der Transparenz, sowie die Praktikabilität in der Umsetzung der Vorgaben für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden gegenüber.

275 Die Beschlusskammer hat – unter Einbindung fachgutachterlicher Expertise – verschiedene methodische Gestaltungsoptionen geprüft und deren spezifische Vor- und Nachteile abgewogen.

276 Ein im Voraus der Regulierungsperiode im WACC festgelegter und fixierter Fremdkapitalzinssatz für das Gesamtvermögen – ohne Differenzierung zwischen Bestandsvermögen und Neuinvestitionen – ermöglicht Marktakteuren und Netznutzenden Planbarkeit und Orientierung. Zudem führt eine längerfristige Durchschnittsbildung zu einer Glättung kurzfristiger Marktschwankungen und fördert dadurch die Stabilität. Durch Absicherungsgeschäfte können regulierte Unternehmen hier weitere Risiken ausgleichen. Allerdings besteht bei einem solchen Vorgehen das Risiko, dass die tatsächliche Kapitalmarktentwicklung – insbesondere bei ausgeprägten Zinsveränderungen in einem volatilen Marktumfeld und steigenden Investitionsbedarf – nicht zeitnah abgebildet wird. Dies ist insbesondere bei starken Zinsbewegungen in eine Richtung bei gleichzeitig temporär stark erhöhtem Investitionsbedarf relevant. Bei kontinuierlich steigendem Investitionsbedarf ist dagegen davon auszugehen, dass sich die Effekte von Zinsschwankungen im Erwartungswert langfristig wieder ausgleichen.[107]

277 Nach Abwägung dieser Aspekte sowie unter Berücksichtigung des künftig zu erwartenden Investitionsbedarfs in die Netze erachtet die Beschlusskammer daher eine Differenzierung zwischen Bestandsvermögen und Neuinvestitionen für sachgerecht. Dadurch wird ein angemessener Ausgleich zwischen Stabilität und Planbarkeit einerseits und der Gewährleistung der Finanzierbarkeit von künftigen Investitionen in die Netze auch in einem schwankenden Zinsumfeld andererseits geschaffen. Gleichzeitig wird die Praktikabilität im Sinne der Vereinfachung der Regulierung gewährleistet, da mit einer jährlichen Aktualisierung ein höherer administrativer Aufwand verbunden ist.

278 Für das Bestandsvermögen – definiert als jene Anlagegüter, die bis einschließlich des Basisjahres aktiviert wurden – ist der anzuwendende Zinssatz im WACC für die gesamte Dauer der Regulierungsperiode im Voraus festzulegen. Hierfür wird der auf die zum Zeitpunkt der jeweiligen Festlegung des WACC letzten sieben abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene arithmetische Durchschnitt der nach den oben dargestellten Kriterien ausgewählten Reihe(n)

[107] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 71.

gebildet. Über die Nutzungsdauern von 25 bis 40 Jahren wird so sichergestellt, dass der Kapitaleinsatz adäquat vergütet wird.

279 Auch die Auswahl des Betrachtungszeitraums erfordert – in Analogie zur Ermittlung des risikofreien Basiszinssatzes – eine Abwägung zwischen Aktualität und Glättungseffekt. Während kürzere Zeiträume die gegenwärtige Zinslandschaft präziser abbilden, bieten längere Betrachtungszeiträume eine höhere Robustheit gegenüber kurzfristigen Marktbewegungen („Zinsschocks"). Die Wahl eines siebenjährigen Zeitraums gewährleistet zugleich Konsistenz mit der zugrunde gelegten Restlaufzeitannahme (vgl. unter 9.1.4.).

280 Auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist die Wahl dieses Zeitraums sachgerecht. Das Bestandsvermögen wird im Regelfall im Rahmen einer fristenkongruenten Finanzierungsstrategie langfristig refinanziert. Die regelmäßig erfolgenden Umschuldungen rechtfertigen eine langfristige Betrachtung. Zudem richten sich regulierte Unternehmen auch am Regulierungssystem aus und reagieren in ihren wirtschaftlichen Entscheidungen darauf.

281 In den Stellungnahmen wurde hinsichtlich der Verzinsung des Bestandsvermögens gefordert, dass auch hierfür ein rollierender Durchschnitt anzuwenden sei. Dies bilde die tatsächlichen Finanzierungsbedingungen der Netzbetreiber besser ab, da auch das Bestandsvermögen laufend refinanziert werde. Die Netzbetreiber müssten daher Maßnahmen ergreifen, diese Zinsrisiken so weit wie möglich über Zinssicherungsgeschäfte zu senken. Ein solches Zinshedging sei komplex, verursache zusätzliche Kosten und könne die Zinsrisiken zudem nur teilweise vermeiden. Den Stellungnahmen ist zu entnehmen, dass die siebenjährige Durchschnittsbildung auf das Bestandsvermögen nicht sachgerecht sei, da der durchschnittliche Zinsaufwand der Netzbetreiber deutlich über dem siebenjährigen Durchschnittswert liegen werde, weshalb ein kürzerer Durchschnitt – zumindest im nächsten Basisjahr – zugrunde zu legen sei. Ein siebenjähriger Durchschnitt sei zur Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes unter realen Finanzierungsbedingungen auch ökonomisch nicht vertretbar, da er die Auswirkungen auf die Finanzierungskosten nur unzureichend abbilde.

282 Des Weiteren wurde vorgetragen, dass ab der sechsten Regulierungsperiode ein rollierender zehnjähriger Durchschnitt angemessen sei. Für den Übergang zur fünften Regulierungsperiode und dem damit verbundenen Systembruch sei insbesondere mit Blick auf das volatile Zinsumfeld der jüngsten Vergangenheit und zur Sicherstellung einer sachgerechten Kostenerstattung bei der Umstellung vom pagatorischen Ansatz auf den pauschalen kalkulatorischen Ansatz zunächst auf einen rollierenden Durchschnittszeitraum

analog zur Länge der Regulierungsperiode von fünf Jahren abzustellen. Aufgrund der bereits seit 2022 massiv gestiegenen und weiter steigenden jährlichen Investitionen in die deutschen Energienetze würden im Jahr 2029 die Bestandsanlagen und damit auch ihre korrespondierenden Finanzierungen zu einem deutlich überproportionalen Anteil aus den „jüngeren“ Jahren stammen. Hinzu komme noch die jährliche Refinanzierung der älteren Bestandsanlagen zu aktuellen Marktkonditionen. Entsprechend dominiere in den Bestandsanlagen der fünften Regulierungsperiode somit der fünfjährige Fremdkapitalzinsdurchschnitt.

283 Dem folgt die Beschlusskammer nicht. Die Anwendung eines rollierenden Durchschnitts auch auf das Bestandsvermögen ist nicht geboten. Die Beschlusskammer hat diesen Ansatz selbst zur Diskussion gestellt (vgl. unter I. 3.) und seine Notwendigkeit – auch im Lichte der eingegangenen Stellungnahmen – eingehend geprüft. Am 09.05.2025 hat die Bundesnetzagentur einen Informationstermin zum Stand der Festlegung zur Kapitalverzinsung mit anschließendem Expertenaustausch zum Eckpunkt „Besonderheiten der Kapitalverzinsung ÜNB“ im Papier zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber [GBK-25-01-1#2] veranstaltet. Im Rahmen dieses Termins wurden neben dem aktuellen Sachstand drei Optionen zur Dynamisierung des Fremdkapitalzinssatzes vorgestellt und zur Diskussion gestellt, da dies einen wesentlichen Aspekt in den Stellungnahmen zum Einordnungsschreiben dargestellt hatte. Option 1 sieht einen vorab für die Dauer der Regulierungsperiode festgelegten Zinssatz für Bestandsinvestitionen vor. Neuinvestitionen werden im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags anhand des für das jeweilige Aktivierungsjahr pauschal ermittelten Zinssatzes verzinst. In Option 2 findet keine Differenzierung zwischen Bestands- und Neuinvestitionen statt. Das Gesamtvermögen wird rollierend verzinst. Option 3 stellt einen hybriden Ansatz dar. Das Bestandsvermögen wird dabei rollierend verzinst. Neuinvestitionen werden wie bei Option 1 im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags anhand des für das jeweilige Aktivierungsjahr pauschal ermittelten Zinssatzes verzinst. Hierzu wurde Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 23.05.2025 eingeräumt. Vor dem Hintergrund der gesonderten Möglichkeit zur Stellungnahme zu den drei Optionen im Vorfeld der Konsultation kann die Beschlusskammer den vehement vorgetragenen Vorwurf, die Festlegung des Fremdkapitalzinssatzes für Bestandsinvestitionen für die Dauer der Regulierungsperiode anhand eines Durchschnittszeitraums sei erstmalig im Rahmen der Konsultation und völlig überraschend gekommen, nicht nachvollziehen. Denn die dort zur Diskussion gestellte Option 1 sah einen

vorab für die Dauer der Regulierungsperiode festgelegten Zinssatz für Bestandsinvestitionen vor. Die hiergegen in den eingegangenen Stellungnahmen vorgebrachten Argumente wurden von der Beschlusskammer im zur Konsultation gestellten Festlegungsentwurf abgewogen und gewürdigt.

284 Der geforderte jährlich neu zu bestimmende Fremdkapitalzinssatz für das Sachanlagevermögen entfernt sich weiter von dem Grundansatz eines WACC in einer Regulierungsperiode, führt bei Unternehmen und Behörden zu nicht unerheblichem Verwaltungsaufwand und löst eine Vielzahl von Folgefragen aus. Dieser Weg wäre daher nur einzuschlagen, wenn er wirtschaftlich unabweisbar oder deutlich überlegen wäre gegenüber dem gewählten System eines fixierten Fremdkapitalzinssatzes für Bestandsvermögen im Basisjahr und aktuell bestimmten Fremdkapitalzinssätzen für Neuinvestitionen im Kapitalkostenaufschlag. Das ist jedoch nach Auffassung der Beschlusskammer nicht der Fall.

285 Die auf einem siebenjährigen Durchschnitt basierende Bestimmung für die gesamte Regulierungsperiode gewährleistet eine hinreichende Abbildung der üblichen Finanzierungsdauern und bietet Netzbetreibern zugleich eine verlässliche Orientierung, an der sie ihre Finanzierung im System des WACC ausrichten können. Die Fremdkapitalkosten sind nicht als anpassungsfähige Kostenanteile (KAneu) definiert und werden somit – wie die gesamten Kapitalkosten - in der Ausgangsbasis für den Effizienzpfad und den Kapitalkostenabschlag berücksichtigt. Bei einer jährlichen Anpassung würden diese Ansätze nicht mehr zum vorher bestimmten Erlösobergrenzenpfad passen und zusätzliche Abweichungsrisiken tragen. Mit einer Dynamisierung wäre eine jährliche Neudurchrechnung des Sachanlagevermögens, möglicherweise noch mit Plan-/Ist-Abgleichen- verbunden. Wenn die Branche vorträgt, dies könne sehr einfach und statisch aus dem Basisjahr fortgeschrieben werden, so blendet sie die Erfahrungen der schon heute aufwändigen Abgleiche des handelsrechtlichen und kalkulatorischen Sachanlagevermögens in Regulierungskonten und Kapitalkostenaufschlägen aus. Das handelsrechtliche Anlagevermögen unterliegt ständigen Veränderungen (z.B. durch Anlagenabgänge, Nachaktivierungen, Schlüsseländerungen oder Netzübergängen u.v.m.), die dauerhaft bei der kalkulatorischen Nachführung über eine Periode gefordert würden und nicht abzulehnen wären. Auf die Finanzierungsentscheidungen haben diese Veränderungen aber keine substantiellen Auswirkungen.

286 Es bleibt ebenfalls festzuhalten, dass die Regulierung Rahmenbedingungen setzen muss, nach denen sich die Netzbetreiber möglichst effizient verhalten. Dies ist durch die Bestimmung der

Zinssätze für das Bestandsvermögen und das damit verbundene Budgetprinzip gegeben. Das Ziel der Regulierung kann nicht darin bestehen, sämtliche zukünftige Zinsänderungsrisiken der Netzbetreiber zu übernehmen. Aufgabe der Regulierung ist es vielmehr, verlässliche und vorhersehbare Rahmenbedingungen zu schaffen, die effizientes Verhalten der Unternehmen fördern. Dies wird durch die Festlegung der Zinssätze für Bestandsanlagen im Rahmen der Kostenprüfung gewährleistet (Budgetprinzip). Es ist zu beachten, dass der Erwartungswert eines vorab festgelegten Zinssatzes und eines rollierenden Zinssatzes über einen längeren Zeitraum betrachtet, grundsätzlich identisch sein dürfte. Beide Methoden basieren auf denselben Kapitalmarktbedingungen und Zinsreihen; sie unterscheiden sich lediglich in der zeitlichen Verteilung. Der Bestandszinssatz wird regelmäßig zu Beginn der jeweils nächsten Regulierungsperiode angepasst. Dadurch wird sichergestellt, dass grundsätzlich jedes Zinsjahr berücksichtigt wird. Auf diese Weise wird gewährleistet, dass die Vermögenswerte über ihre gesamte Aktivierungsdauer hinweg ihre Kapitalkosten decken können.

287 Zum einen wird durch die separate Verzinsung der Neuinvestitionen in Kombination mit dem siebenjährigen Durchschnitt für das Bestandsvermögen der Durchmischung von alten und neuen Finanzierungen ausreichend Rechnung getragen. Zudem hätte eine jährliche rollierende Anpassung angesichts des gewählten siebenjährigen Durchschnitts nur moderate Auswirkungen bei regelmäßiger Aktualisierung auf den anzuwendenden Fremdkapitalzinssatz. Es ist aufgrund der in den Festlegungen RAMEN Strom und Gas vorgegebenen Regulierungsperioden- und Basisjahrsystematik vernünftig und effizient, das Bestandsvermögen im Basisjahr durch mittel- bis langfristige Finanzierungen abzusichern. Die hierdurch erzielbare Fristenkongruenz der Finanzierung dürfte zu den üblichen bilanzpolitischen Maßnahmen im Rahmen der Bilanzierung von Unternehmen zählen. Schließlich löst sich die Beschlusskammer bewusst von einem Ansatz, der eine zu starke Annäherung an die tatsächlichen Ist-Kosten anstrebt, um das mit dem WACC verbundene Anreizelement zu stärken. Mit der Einführung des WACC wird den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben, ihre Finanzierungsstruktur zu optimieren. Es ist mit den Interessen der Netznutzenden an einer preisgünstigen Versorgung mit Energie nicht zu vereinbaren, den Netzbetreibern andererseits sämtliche Finanzierungsrisiken, die mit den in diesem Rahmen möglichen unternehmerischen Entscheidungen verbunden sind, abzunehmen. Netzbetreiber sollen gerade nicht ihre Fremdkapitalkosten schlicht an die Nutzenden durchreichen, sondern im Sinne der europarechtlichen Vorgabe der Kosteneffizienz wie Unternehmen, die sich im Wettbewerb befinden, Anstrengungen zur Optimierung ihrer Verzinsungskosten

unternehmen. Die Unternehmen werden bei Bedarf jede Finanzierungstruktur an den Regulierungsrahmen anpassen. Aus einem für die Dauer der Regulierungsperiode fixierten Zinssatz für das Bestandsvermögen entstehen keine unbeherrschbaren Risiken.

288 Einzelne Verbände haben in ihrer Stellungnahme zur Konsultation zugestanden, dass Netzbetreiber auch im Zeitpunkt des Niedrigzinsumfeldes Fremdkapital aufgenommen hätten, mit dem anteilig auch Bestandsanlagen des kommenden Basisjahres finanziert worden seien. Es sei daher nachvollziehbar, dass die Netznutzenden von diesem effizienten Wirtschaften der Netzbetreiber profitieren sollen. Aus diesem Grund sei es grundsätzlich sachgerecht, dass die niedrigen Zinssätze am Kapitalmarkt in die Ermittlung des regulatorischen Fremdkapitalzinssatzes Eingang fänden. Allerdings sei die beabsichtigte Regelung, nach welcher ein „älteres Niedrigzinsjahr" genauso mit einem Anteil von 1/7 in die Bestimmung des regulatorischen Fremdkapitalzinssatzes einfließen solle wie ein „jüngeres Normalzinsjahr" nicht sachgerecht. Das Investitionsgeschehen, insbesondere im Elektrizitätssektor, sei dynamisch.

289 Der VKU schlägt daher – sollte die Bundesnetzagentur an ihrer Regelung zur Bestimmung des regulatorischen Fremdkapitalzinssatzes prinzipiell festhalten und eine verstärkt rollierende Methode ablehnen – vor, die Dynamik des Netzausbaus durch die Verteilernetzbetreiber mittels Gewichtung der Zinssatz-Jahresscheiben anhand der Investitionshochläufe der Verteilernetzbetreiber zu berücksichtigen.[108]

290 Diesem Vorschlag hat sich die Beschlusskammer angenähert. Zwar hält die Beschlusskammer nach Abwägung der vorgenannten Aspekte die Festlegung des Fremdkapitalzinssatzes für das Bestandsvermögen auf Basis eines siebenjährigen Durchschnitts vorab für die gesamte Dauer der Regulierungsperiode weiterhin für angemessen. Nach Würdigung des Vortrags in den Stellungnahmen zur Konsultation und weiterer Datenanalysen kann es gleichwohl Konstellationen geben, in denen es sachgerecht sein kann, von der Gleichgewichtung aller Jahresscheiben bei der Durchschnittsbildung abzuweichen.

291 Fremdkapitalkosten hängen, neben den zuvor genannten Kriterien wie Rating oder Restlaufzeit, auch vom Fremdfinanzierungsvolumen der Netzbetreiber ab. Dies kann in Kombination mit Zinsentwicklungen dazu führen, dass einzelne Jahre einen unverhältnismäßig hohen Einfluss auf den tatsächlichen Finanzierungsbedarf der

[108] Vgl. VKU, Stellungnahme zur Festlegung von Methoden zur Ermittlung einer pauschalierten Kapitalverzinsung, GBK-25-02-3#1 vom 18.08.2025, S. 5.

Netzbetreiber entfalten. Um diesem Effekt angemessen Rechnung zu tragen, wird die Bundesnetzagentur bei der jeweiligen Festlegung des WACC einzelne Kalenderjahre abweichend von der grundsätzlich naheliegenden Gleichgewichtung aller Kalenderjahre des siebenjährigen Betrachtungszeitraums höher gewichten, wenn in diesen Jahren anhand einer pauschalierten Betrachtung über sämtliche Netzbetreiber eines Sektors hinweg signifikant höhere Investitionsvolumina zu beobachten sind.

292 Zur Vermeidung unnötigen Aufwands werden die Investitionsvolumina allgemein zugänglichen oder ohnehin vorliegenden Quellen, beispielsweise dem Monitoringbericht, entnommen.

293 Eine netzbetreiberindividuelle Betrachtung erachtet die Beschlusskammer für nicht sachgerecht, da dies dem Charakter des WACC als pauschalem System zuwiderliefe. Der bei der Festlegung des WACC heranzuziehende kalkulatorische Fremdkapitalkostensatz soll typisiert jenen Kosten entsprechen, zu denen sich vergleichbare Unternehmen am Markt finanzieren und kann von den tatsächlichen Finanzierungskosten einzelner regulierter Netzbetreiber abweichen. Daher ist bei der Entscheidung, ob und für welche Jahre eine abweichende Gewichtung geboten ist, jeweils pauschaliert auf die Gesamtheit der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber- bzw. auf die Gesamtheit der Gasversorgungsnetzbetreiber abzustellen. Hierbei kann es aufgrund sektorspezifischer Unterschiede hinsichtlich der Investitionsbedarfe im Elektrizitäts- und Gasbereich für Elektrizitäts- bzw. Gasnetzbetreiber zu unterschiedlichen Ergebnissen und damit einer unterschiedlichen Gewichtung kommen – sofern eine Gewichtung grundsätzlich für den jeweiligen Sektor umgesetzt wird.

294 Mit der Implementierung dieser investitionsorientierten Gewichtung trägt die Beschlusskammer den im Rahmen der Stellungnahmen vorgetragenen Risiken im Sinne einer stabilen und konsistenten Ermittlungsmethodik hinreichend Rechnung. Durch die investitionsorientierte Gewichtung derjenigen Kalenderjahre mit signifikant höheren Investitionsvolumina über alle Netzbetreiber in Kombination mit der siebenjährigen Durchschnittsbildung werden die Investitionshochläufe der Netzbetreiber angemessen berücksichtigt. Nach Abwägung aller Aspekte und Interessen erachtet die Beschlusskammer eine rollierende Verzinsung auch für Bestandsinvestitionen dagegen aus den oben bereits ausführlich dargestellten Gründen auch weiterhin nicht für geboten.

295 Die Beschlusskammer sieht davon ab, eine konkrete Gewichtung für die fünfte Regulierungsperiode schon jetzt in der Methodenfestlegung zu implementieren, weil es dafür

noch an der erforderlichen Informationslage fehlt. Zum jetzigen Zeitpunkt stünden lediglich Informationen zu den Investitionsvolumina bis 2024 gesichert zur Verfügung. Bei Festlegung der Fremdkapitalzinssätze im WACC könnten gegebenenfalls Informationen bis zur Mitte des Festlegungsjahres in eine sachgerechte Beurteilung der Gewichtung einfließen.

296 Schließlich würde der geforderte Wechsel des Betrachtungszeitraums zwischen den Regulierungsperioden einen systematischen Bruch erzeugen. Der Vortrag ist offenkundig ergebnisgetrieben. Eine Verkürzung für die fünfte Regulierungsperiode würde historische Finanzierungen im Niedrigzinsumfeld unzutreffend ausblenden, obwohl Netzbetreiber auch in diesem Zeitraum vielfach langfristige Finanzierungen abgeschlossen haben. Dies würde zu einer unangemessenen Belastung der Netznutzenden führen.

297 Vielmehr ist aus Sicht der Beschlusskammer nach Abwägung der vorgenannten Aspekte die Heranziehung eines siebenjährigen Durchschnitts sachgerecht und die Beschlusskammer hält an dem dargestellten Ansatz, bei dem der Fremdkapitalzinssatz für das Bestandsvermögen auf Basis eines siebenjährigen Durchschnitts – mit der Möglichkeit einer abweichenden Gewichtung einzelner Zinsjahre – vorab für die gesamte Dauer der Regulierungsperiode festgelegt wird, fest. Der siebenjährige Durchschnitt stellt einen sachgerechten Mittelwert zwischen den – auch in der Branche diskutierten – Ansätzen eines fünf- beziehungsweise zehnjährigen Durchschnitts dar, bei gleichzeitig hoher Konsistenz bezüglich der Restlaufzeitenannahme.

298 Für Neuinvestitionen erfolgt die Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes im Kapitalkostenaufschlag (Tenorziffer 11 der Festlegungen RAMEN Strom und Gas) auf Grundlage des Jahreswertes der entsprechend Tenorziffer 5.1. ausgewählten Reihe(n) des jeweiligen Anschaffungsjahres des Anlagengutes. Als Anschaffungsjahr für bereits fertiggestellte Anlagen ist das Kalenderjahr maßgebend, in welchem das Anlagegut nach seiner Fertigstellung erstmals aktiviert wurde. Dabei bleiben bei der Bestimmung des zur Anwendung kommenden Fremdkapitalzinssatzes frühere Aktivierungen derselben Anlagen als Anlagen im Bau außer Betracht.

299 Dieses Vorgehen gewährleistet für Neuinvestitionen auch bei starken Zinsbewegungen in eine Richtung bei gleichzeitig temporär stark erhöhtem Investitionsbedarf die notwendige Finanzierung zu aktuellen marktgerechten Konditionen. Um die aktuelle Zinsentwicklung bestmöglich zu berücksichtigen, wird jeweils auf Basis der genannten Reihe des ersten Quartals des entsprechenden Antragsjahres der Planwert für den kalkulatorischen

Fremdkapitalzinssatz angewendet. Differenzen zwischen Plan- und Ist-Werten werden dann später im Rahmen eines Plan-Ist-Abgleichs sowohl für die Zinsen als auch für die Investitionen über das Regulierungskonto ausgeglichen. Im Übrigen bleibt der kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz für ein bestimmtes Anlagegut bei Verfahren des Kapitalkostenaufschlags für spätere Kalenderjahre, in welchen dieses Anlagegut in der kalkulatorischen Verzinsungsbasis zu berücksichtigen ist, unverändert. Dies bedeutet im Einzelnen, dass für Anlagegüter im Kapitalkostenaufschlag derjenige Zinssatz maßgeblich ist, der in der Jahresscheibe der erstmaligen Aktivierung Anwendung findet und wird in den folgenden Verfahren des Kapitalkostenaufschlags konstant gehalten. Der für die jeweilige Regulierungsperiode maßgebliche Bestandszinssatz ist erst ab dem Zeitpunkt zu berücksichtigen, zu dem das betreffende Anlagegut im Zuge der Kostenprüfung dem Bestandsvermögen zugeordnet wird.

300 Neuinvestitionen, die bis einschließlich des Basisjahres, welches nach Tenorziffer 2.3 S. 2 der Festlegungen RAMEN Strom und Gas für die folgende Regulierungsperiode zugrunde zu legen ist, erstmalig als Fertiganlagen im Anlagevermögen aktiviert worden sind, gelten ab der folgenden Regulierungsperiode als Bestandsinvestitionen und werden mit dem für diese geltenden Fremdkapitalzinssatz verzinst.

301 In Verbindung mit dem vorab festgelegten Fremdkapitalzinssatz für das Bestandsvermögen stellt die zusätzliche Dynamisierung des Zinssatzes für Neuinvestitionen eine sachgerechte und konsistente Abbildung der Fremdkapitalkosten sicher. Hierdurch werden sowohl bestehende Finanzierungen mit einem hohen Maß an Planungssicherheit berücksichtigt als auch die Finanzierungskosten künftiger Investitionen adäquat erfasst.

302 Damit unterscheidet sich das Zusammenspiel von dynamisiertem Fremdkapitalzinssatz im Kapitalkostenaufschlag und konstantem Fremdkapitalzinssatz im Bestand nicht grundlegend von der bisherigen Praxis, bei der ebenfalls im Kapitalkostenaufschlag ein aktueller Fremdkapitalzinssatz zu Grunde gelegt wird, während für das Bestandsvermögen der Fremdkapitalzinssatz festgehalten wird. Zwar wird dieser bislang als schlichter Ist-Kosten-Bestandteil bestimmt und bei marktüblicher Höhe faktisch „durchgereicht“. Das ändert aber nichts an dem hier maßgeblichen Umstand, dass diese Zinskosten vorab für die Dauer der Periode bestimmt wurden und nachfolgende Refinanzierungserfordernisse außer Betracht geblieben sind. Die jetzt eine rollierende Anpassung fordernden Stellungnahmen haben sich zu dem Umstand, dass diese Praxis bislang allgemein als bewährt und angemessen betrachtet

wurde, nicht verhalten. Die Beschlusskammer sieht zwar, dass künftig die Fremdkapitalzinssätze nicht mehr getrennt über eine Ist-Größe, sondern im Rahmen eines WACC bestimmt werden. Dieser Umstand kann jedoch, unter der Annahme, dass die Fremdkapital-Zinsfestlegung im Rahmen des WACC grundsätzlich methodisch sachgerecht erfolgt keine entscheidende Bedeutung in der Frage einer jährlich rollierenden Anpassung zukommen. Bezeichnenderweise haben sich hinsichtlich der parallel gelagerten Frage einer entsprechenden rollierenden Anpassung des EK-Zinsanteils im WACC auch keine nennenswerten Forderungen nach Rollierung ergeben.

303 Die Beschlusskammer hält daher an ihrer grundsätzlichen methodischen Herangehensweise auch im Lichte der gegen Ende der Konsultation und der im Vorfeld sowie während der Beiratssitzung vom 17.09.2025 massiv vorgetragenen Forderungen nach einer rollierenden Anpassung fest. Sie berücksichtigt jedoch insofern Forderungen der Netzwirtschaft, als sie im Rahmen der nachfolgenden Einzelfestlegung vorsieht, im Lichte der dann feststellbaren Verhältnisse auf den Kapitalmärkten und der dann zu beobachtenden generellen Investitions- und Refinanzierungsschwerpunkte eine Gewichtung der Zinsjahre vorzunehmen.

9.3 Nebenkosten der Fremdkapitalfinanzierung

304 Die Gewährung eines Zuschlags für Fremdkapitalnebenkosten ist nach Auffassung der Beschlusskammer nicht geboten.

305 Zwar sind Fremdkapitalnebenkosten in Anleiheindizes typischerweise nicht (vollständig) abgebildet. Da sich ein Anleiheindex stets auf Handelspreise bzw. die Renditen am Sekundärmarkt bezieht, können in dem darüber ermittelten Zinssatz nicht sämtliche Kostenbestandteile einer Fremdfinanzierung vollständig abgebildet werden. Die Sekundärmarktrendite spiegelt die Rendite wider, die ein Käufer beim Erwerb einer Anleihe am Markt erzielt, bildet jedoch nicht zwingend die tatsächlichen Finanzierungskosten des emittierenden Netzbetreibers (Primärrendite) ab. Insbesondere bestimmte Kostenpositionen, die im Finanzergebnis der Unternehmen verbucht werden, sind hiervon nicht erfasst. Dies betrifft zum einen einmalige oder laufende Transaktionskosten für Emissionen, wie z.B. Underwriting-Gebühren, Rechtsberatungsgebühren und Gebühren für Rating Agenturen.[109]

[109] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 70.

306 Zu nennen sind in diesem Zusammenhang zudem Abschläge bei Neuemissionen von Anleihen. Bei der Neuemission von Wertpapieren können Emittenten meist nicht zur Gänze jenen Preis erlösen, der sich in späterer Folge als Marktpreis bildet, sondern müssen die Wertpapiere mit Abschlag emittieren (sogenanntes Underpricing).[110] Empirische Studien – etwa von Benzoni et al. (2022) – weisen Abschläge in Höhe von 1 bis 2 Prozent aus, was über eine Laufzeit von zehn Jahren einer jährlichen Belastung von etwa 10 bis 20 Basispunkten entspricht.[111] Rischen und Theissen (2021) ermitteln in ihren Analysen eine durchschnittliche Renditedifferenz von 19,1 Basispunkten.[112]

307 Im Rahmen der Stellungnahmen wurde gefordert, dass Fremdkapitalnebenkosten, die von dem Referenzzinssatz nicht mit abgedeckt werden, über einen pauschalen Zuschlag auf den Fremdkapitalzinssatz abgebildet werden sollten. Der angedachte pagatorische Abgleich würde dem im NEST-Prozess angestrebten Ziel der allgemeinen Prozessvereinfachung widersprechen. Eine pauschale Berücksichtigung der Fremdkapitalnebenkosten sei auch in der europäischen Regulierungspraxis üblich. Es sei zudem in Zweifel zu ziehen, ob die im Basisjahr festgestellten Finanzierungsnebenkosten bei steigendem Fremdfinanzierungsvolumen repräsentativ für eine gesamte, zukünftige Regulierungsperiode sein könnten.

308 Als Beispiele wurden Kosten für die Rechtsberatung, behördliche Genehmigungen, das Rating und verschiedene weitere Gebühren genannt. Bei diesen Kosten ist nicht ersichtlich, weshalb sie nicht als pagatorische Aufwendungen anerkannt werden sollten – und zwar unabhängig von der gesellschaftsrechtlichen Struktur des betrachteten Unternehmens. Zudem fallen diese Kosten nicht jährlich für den gesamten Fremdkapitalbestand an, wie es bei der geforderten pauschalen Berücksichtigung unterstellt würde. Eine solche Pauschalierung würde daher die tatsächlichen Verhältnisse nicht sachgerecht abbilden und zu einer Doppelberücksichtigung führen.

309 Hinsichtlich des im Rahmen der Stellungnahmen darüber hinaus geltend gemachten Effekts des Underpricing gilt, dass der für den WACC zu bestimmende kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz notwendigerweise verallgemeinert und nicht sämtliche real anfallenden Kosten decken muss. Dies verlangt weder das Gebot der Kostenorientierung, noch ist es zur

[110] Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 70.
[111] Benzoni/Garlappi/Goldstein/Ying (2022), Debt dynamics with fixed issuance costs, Journal of Financial Economics 146(2), S. 385-402.
[112] Rischen/Theissen (2021), Underpricing in the euro area bond market: New evidence from post-crisis regulation and quantitative easing, Journal of Financial Intermediation 46: 100871.

Sicherstellung der Investitionsfähigkeit in die Netze geboten. Da es sich beim Netzbetrieb um natürliche Monopole handelt, verlangt die Bestimmung eines Fremdkapitalzinssatzes ganz im Gegenteil, sich an wettbewerblichen Prinzipien zu orientieren. So muss der Fremdkapitalzinssatz in der Höhe einem Zinssatz entsprechen, der sich auch im Wettbewerb ergeben würde. Den Netzbetreibern steht es dann frei, ihre Finanzierungskosten demnach anzupassen. So nehmen nicht sämtliche Netzbetreiber Fremdfinanzierungen mit einem Abschlag auf. Eine von NERA Economic Consulting (2023) im Auftrag des BDEW erstellte Studie zeigt, dass Anleiheemissionen deutscher Netzbetreiber nur selten unter Nennwert erfolgen.[113] Zudem wird vielfach eine Überzeichnung von neu emittierten Anleihen beobachtet, was theoretisch zu einer Verringerung eines etwaigen Ausgabeabschlags führt. Zwar ist es richtig, dass die Studie von NERA (2023) bislang emittierte Anleihen untersucht und zukünftige Entwicklungen nicht antizipieren kann. Jedoch stellt die Studie ein Indiz dar, dass das sog. Underpricing bei regulierten Unternehmen sehr gering ausfällt beziehungsweise nicht vorhanden ist. Eine pauschale Berücksichtigung könnte daher zu einer Überkompensation führen.

310 Insgesamt müssen die festgelegten Bezugsgrößen für die Ermittlung kalkulatorischer Fremdkapitalzinsen lediglich gewährleisten, dass die Netzbetreiber – bei einer typisierenden Gesamtbetrachtung – ihre Kosten refinanzieren können. Dies ist aus Sicht der Beschlusskammer durch die Anwendung der vorliegend festgelegten Methodik zur Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes gewährleistet. Eines zusätzlichen pauschalen Zuschlags für Fremdkapitalnebenkosten bedarf es nicht.

311 Es gilt zu berücksichtigen, dass Fremdkapital in der Bilanz nicht nur (verzinsliche) Finanzverbindlichkeiten umfasst, sondern auch Nicht-Kapitalmarktinstrumente, wie Rückstellungen. Diese Nicht-Kapitalmarktinstrumente verursachen keine Finanzierungsnebenkosten. Wenn Fremdkapitalnebenkosten pauschal für das gesamte Fremdkapital vergütet würden, würden somit Kosten angesetzt, die faktisch gar nicht anfallen. Daher sieht die Beschlusskammer in einer pauschalen Berücksichtigung ein erhebliches Verzerrungsrisiko. Anzuerkennen sind nur notwendige, tatsächlich entstandene und effiziente Kosten. Dies ist durch die pagatorische Anerkennung über das Budgetprinzip gewährleistet.

[113] NERA Economic Consulting (2023), Fremdkapitalzinssatz bei Investitionen in Strom- und Gasverteilnetze, Kurzgutachten im Auftrag des BDEW, 2023, S. 16.

312 Die Berücksichtigung tatsächlich angefallener Fremdkapitalnebenkosten – insbesondere für Beratungs- und Finanzierungsdienstleistungen – erfolgt daher unter Berücksichtigung der vorstehenden Gründe im Rahmen der pagatorischen Kostenprüfung. Eine doppelte Vergütung, einmal über das Budget und zusätzlich über einen pauschalen Aufschlag, würde die Netznutzenden unzulässig belasten.

10. Gesamtabwägung

313 Die Beschlusskammer hat die Vor- und Nachteile der in dieser Festlegung getroffenen Regelungen zur Bestimmung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung unter Berücksichtigung des Stands der Wissenschaft intensiv gegenüber bestehenden alternativen Möglichkeiten diskutiert und dabei die Interessen der betroffenen Netzbetreiber ebenso wie die der Netznutzenden umfassend abgewogen. Diese Festlegung leistet einen Beitrag zur möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten, umweltverträglichen und treibhausgasneutralen leistungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas im Sinne des § 1 Abs. 1 EnWG (vgl. auch Art. 1 Strom-VO). Sie dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas, der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen sowie der gesamtwirtschaftlich optimierten Energieversorgung (§ 1 Abs. 2 EnWG, vgl. auch Art. 58 lit. d), Art. 59 Abs. 7 lit. a) Strom-RL sowie Art. 18 Strom-VO.

314 Durch die getroffenen Regelungen wird den Vorgaben des europäischen und nationalen Rechtsrahmens zur Wirksamkeit verholfen. Hierzu zählen insbesondere die Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG bzw. Art. 59 Abs. 7 lit a) Strom-RL), eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) sowie die Vorgabe, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO).

315 Die vorgesehene Methodik ist geeignet und erforderlich, diese Ziele zu erreichen. Ein gleich wirksames, milderes Mittel zur Durchsetzung der beschriebenen Ziele ist nicht ersichtlich. Die getroffenen Regelungen stehen zu dem angestrebten Zweck auch nicht außer Verhältnis.

316 In verfassungsrechtlicher Hinsicht bestehen aus Sicht der Beschlusskammer ebenfalls keine Bedenken gegen die Ausgestaltung der Methodik. Dabei kann dahinstehen, ob Netzbetreiber Grundrechtsträger, d. h. grundrechtsfähig sind. Unter Eigentumsaspekten (Art. 14

Grundgesetz (GG)) besteht die Herausforderung in der Ausgestaltung, die Ergebnis einer Typisierung bzw. Pauschalierung ist und gleichzeitig unbillige Härten vermeidet. Die Vorteile der Typisierung bzw. Pauschalierung stehen im rechten Verhältnis zu der mit der Typisierung notwendig verbundenen Ungleichheit der Belastung.[114] Die Methodik gewährleistet, dass ein Netzbetreiber eine angemessene Kapitalverzinsung auf das eingesetzte Kapital erhält und diese sogar übertreffen kann. Der eigentumsgrundrechtliche Überforderungsschutz[115] ist gewahrt.

317 Die in dieser Festlegung enthaltenen Änderungen am bisherigen Regulierungsrahmen sind folgerichtig. Sie sind für Netzbetreiber und Netznutzende ausgewogen und insgesamt verhältnismäßig (Art. 12, 14 GG). Entgegen der Stellungnahmen wurde keineswegs bei jeder Abwägung dem Schutz der Netznutzenden Vorrang gewährt. Bei wertender Gesamtbetrachtung dürfte aus neutraler Sicht eher den Interessen der Netzbetreiber als den unmittelbar Betroffenen das größere Gewicht beigemessen worden sein. Der Beschlusskammer ist die hohe Verantwortung gerade in der Zinsfestlegung bewusst – eine Fehlsteuerung der notwendigen Finanzierungsbedingungen darf nicht eintreten, weshalb die Festlegung in keiner Weise leichtfertig mit den Argumenten der Unternehmen umgeht. Es darf nicht unberücksichtigt bleiben, dass durch die höchst unterschiedliche Intensität und Quantität der Verfahrensbeteiligung, dem höchst unterschiedlichen öffentlichen Druck auf die Bundesnetzagentur und die Vielzahl der von Netzbetreibern und deren Verbänden veranstalteten Tagungen und Kongressen, Pressemitteilungen und Hintergrundgesprächen eine deutlich verzerrte Wahrnehmung der getroffenen Abwägungsentscheidungen entstehen kann. Tatsächlich hat sich die Bundesnetzagentur nicht nach der Zahl der Stellungnehmenden, der Häufigkeit der Wiederholungen eines Arguments oder dem Ausmaß der Forderungen gerichtet. Für eine der Objektivität und dem angemessenen Ausgleich verpflichtete Behörde darf all das kein Maßstab sein. Es bleibt festzuhalten, dass die Behörde auf mittlerweile vier Regulierungsperioden und vier Eigenkapitalzinsfestlegungen zurückblicken kann. Diese haben die Energietransformation und die langfristige Lebensfähigkeit der Netze stets unterstützt und ermöglicht.

318 Es werden jeweils alle Seiten und deren berechtigte Belange gewürdigt, wobei das Allgemeinwohl im Sinne der Konkretisierung durch die europarechtlichen und gesetzlichen

[114] Vgl. zum Steuerrecht: BVerfG, Beschluss vom 6. Dezember 1983 – 2 BvR 1275/79 –, Juris Rn. 90 m.w.N.
[115] BerlKommEnergieR/Schmidt-Preuß, 4. Aufl. 2019, EnWG vor § 1 Rn. 97.

Ziele des EnWG die Richtschnur der Lösungsfindung sein muss. Insbesondere wirken die Vorgaben auf eine hohe Effizienz des Netzbetriebs und der Finanzierung von Investitionen in leistungsfähige Netze hin. Damit wird dem grundsätzlichen Interesse der Netznutzenden angemessen Rechnung getragen, dass die Netze preisgünstig und zugleich leistungsfähig betrieben werden sollen. Die Beschlusskammer erkennt zugleich die berechtigten Interessen der Netzbetreiber im Hinblick auf eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals an. Unter Abwägung der gegenläufigen Interessenlagen erfolgt die jeweilige Vorgabe durch die Beschlusskammer im Rahmen ihres Ermessens.

319 Es wurde hinsichtlich der Auswirkungen dieser Methodenfestlegung vorgetragen, dass die sich daraus ergebende Gesamtkapitalverzinsung nicht ausreiche, um die Energiewende voranzutreiben und somit die Investitionen ausbleiben würden. Dieser Einwand wurde bereits in der Vergangenheit bei der Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze nach § 7 StromNEV beziehungsweise § 7 GasNEV vorgebracht. Es ist jedoch festzuhalten, dass die Investitionen der Netzbetreiber insbesondere im Strombereich deutlich gestiegen sind. Der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR)[116] führt zudem aus, dass es seit Einführung der Anreizregulierung bei den Verteilernetzbetreibern keine nennenswerte Konsolidierung gegeben habe. Heute gebe es weiterhin rund 870 Stromnetzbetreiber (2006: 876) und 710 Gasnetzbetreiber (2006: 739). Die generelle Marktstruktur sei bei einer deutschlandweiten Betrachtung erstaunlich stabil. Ein echter Konsolidierungsdruck sei ebenso wenig zu beobachten wie ein nennenswertes Ausscheiden von Netzbetreibern aus dem Gesamtmarkt. Typische Wettbewerbsmärkte seien dagegen durch regelmäßigen Markteintritt und vor allem auch Marktaustritt gekennzeichnet. Eine ähnliche Wettbewerbsdynamik sei bei den Strom- und Gasnetzbetreibern nicht zu beobachten. Insofern erscheine der durch die bisherige Anreizregulierung simulierte Wettbewerbsdruck jedenfalls im Vergleich zu echten Wettbewerbsmärkten nicht übermäßig hoch. Vielmehr lege die hohe Stabilität der Marktstrukturen bei Strom- und Gasnetzbetreibern nahe, dass die Regulierung tendenziell zumindest nicht zu streng war. Ansonsten wäre eine stärkere Konsolidierung im Markt zu erwarten gewesen. Der WAR führt auch aus, dass nicht zu

[116] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, S. 4, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.

erkennen sei, dass die notwendige Investitionstätigkeit durch den Ansatz der Bundesnetzagentur gefährdet wäre.[117]

320 Bei der Methodenfestlegung zur Bestimmung des Gesamtkapitalkostensatzes sind aus Sicht der Beschlusskammer in einigen Bereichen Anpassungen gegenüber dem bisherigen Vorgehen notwendig, um das Ziel „Erhaltung eines wettbewerbsfähigen Investitionsumfeldes“ in einer für Netzbetreiber und Netznutzenden ausgewogenen Weise zu erreichen.

321 Die Bestimmung der Kapitalkosten erfolgt künftig, wie erörtert, in pauschaler Weise über einen WACC. Hierbei werden nicht mehr die individuell ermittelten Kapitalkosten der Netzbetreiber zugrunde gelegt, sondern einheitliche Kapitalkostensätze und feste Kapitalquoten zur Anwendung gebracht. Alle Gestaltungen der Vergangenheit durch Kapitalausgleichsposten oder im Abzugskapital werden sich erübrigen. Dies verschafft den Netzbetreibern die Möglichkeit, ihre Kapitalkosten nach rein betriebswirtschaftlichen Maßstäben zu optimieren und trägt daher deren Interessen Rechnung. Durch eine optimierte Finanzierung und Nutzung des Leverage-Effektes entstehen leistungsfähigen Netzbetreibern weitere Einnahmemöglichkeiten für Kapitalgeber, die erst in den nächsten Jahren sichtbar werden.

322 Die WACC-Methode erlaubt den Netzbetreibern eine unkomplizierte Optimierung ihrer Kapitalstruktur und damit auch das Erzielen von höheren Renditen. Eine optimierte Finanzierung kann durch Aufnahme von günstigem Fremdkapital oder durch eine optimierte Eigenkapitalquote erreicht werden. Die Optimierung der Eigenkapitalquote war zwar auch nach den Regeln der ARegV und StromNEV beziehungsweise GasNEV möglich. Allerdings stand sie wegen der hierzu erforderlichen komplexen vertraglichen Gestaltungen innerhalb eines Unternehmensverbundes eher größeren Netzbetreibern offen.

323 Die Beschlusskammer sieht vor, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung wie auch in den letzten Regulierungsperioden mit dem CAPM-Ansatz zu bestimmen. Die Methode ist etabliert, im europäischen Umfeld weit verbreitet und stärkt das Vertrauen in die Beständigkeit der regulatorischen Praxis. Gegenüber den letzten Regulierungsperioden soll zugunsten der Netzbetreiber insbesondere bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie – trotz anhaltender wissenschaftlicher Diskussion – künftig nur noch das arithmetische Mittel zur

[117] Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur, Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland, S. 18, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/WAR/WAR_Conclusio_23_7_2025.pdf.

Anwendung kommen, nicht mehr das „Mittel der Mittel“ aus arithmetischem Mittel und geometrischen Mittel. Dies führt zu einem erheblichen Anstieg des Eigenkapitalzinssatzes und einem erheblichen Anstieg der auf dieser Grundlage ermittelten Eigenkapitalverzinsung im Rahmen des WACC.

324 Die Beschlusskammer sieht zudem vor, die Durchschnittsbildung des risikofreien Zinssatzes zu verkürzen und sich an der Länge der Regulierungsperiode zu orientieren. Diese Änderung im Vergleich zur bisherigen Gesetzgebung nach StromNEV beziehungsweise GasNEV führt zu einem spürbaren Anstieg des Eigenkapitalzinssatzes, zumindest für die fünfte Regulierungsperiode.

325 Die Kriterien zur Bestimmung des pauschalen Fremdkapitalzinssatzes werden von der Beschlusskammer ebenfalls als geeignet und angemessen angesehen. Das zugrunde gelegte Rating von BBB sowie die angenommene Restlaufzeit von rund zehn Jahren bilden nach Auffassung der Beschlusskammer die Realität angemessen ab, gegebenenfalls sogar mit einer tendenziellen Überschätzung. Es handelt sich hierbei jedenfalls nicht um Vorgaben, die für die Branche nicht umsetzbar wären. Die von kleineren Unternehmen vorgebrachte Argumentation, Kredite seien teurer und werden in der Zinsreihe nicht berücksichtigt, wird durch dieses tendenziell überschätzende Vorgehen mit beantwortet. Es ist zudem nicht nachgewiesen, dass Kreditfinanzierungen zwingend zu höheren Kosten führen (s. o.). Unabhängig davon sollte jedes Unternehmen die jeweils effizienteste Finanzierungsform wählen.

326 Für Neuinvestitionen ist nach wie vor eine dynamische Vergütung der Fremdkapitalkosten am aktuellen Rand der Zinsreihe im Rahmen des fortgeführten Systems des Kapitalkostenaufschlags vorgesehen. Damit fließen die aktuellen Zinsentwicklungen bereits im Laufe der Regulierungsperiode frühzeitig und mit hohem Gewicht in die Finanzierungsbetrachtung ein. Das Bestandsvermögen wird im Regelfall im Rahmen einer fristenkongruenten Finanzierungsstrategie langfristig refinanziert. Mit der Nutzung eines siebenjährigen Durchschnitts des Zinsindex befindet sich die Länge des Betrachtungszeitraums in der Mitte der mit der Branche diskutierten Ansätzen von fünf oder zehn Jahren, und es wird eine hohe Konsistenz bezüglich der Restlaufzeitenannahme hergestellt. Durch die vorgesehene investitionsorientierte Gewichtung derjenigen Kalenderjahre mit signifikant höheren Investitionsvolumina über alle Netzbetreiber in Kombination mit der siebenjährigen Durchschnittsbildung ergibt sich ein angemessenes

Gesamtsystem der Fremdkapitalfinanzierung mit einem Ausgleich zwischen Stabilität und Planbarkeit der Bestandsfinanzierung einerseits und der Abbildung künftiger Entwicklungen durch die Fortführung des Kapitalkostenaufschlags andererseits. Die Abbildung der individuellen Finanzierung ist im Rahmen einer Anreizregulierung nicht geboten und widerspricht dem WACC-Ansatz, zumal sich die Zuordnungen von Finanzierung auf den Netzbetreiber in der durchgängig durch vertikal integrierte Mehrspartenunternehmen durchgeführte Konzernfinanzierungen durch die Behörden nicht durchführen lässt.

327 Auch die Anerkennung der Fremdkapitalnebenkosten als pagatorische Kosten des Basisjahres führt zu einer angemessenen Behandlung dieser Kostenart. Finanzierungsnebenkosten treten nicht als eigene Kostenart in den Tätigkeitsabschlüssen der Unternehmen auf. Bei einem pauschalen Aufschlag wären die in den Kosten des Basisjahres enthaltenen an vielen Stellen enthaltenen Finanzierungsnebenkosten nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand vollständig zu bereinigen und es käme unweigerlich zu Doppelanerkennungen. Durch das regelmäßige Finanzierungsgeschäft, wie von den Unternehmen selbst vorgetragen, wird über die Basisjahre ein angemessenes Niveau der Finanzierungsnebenkosten abgebildet.

328 Die Methodenfestlegung ist jedenfalls auch nicht zu eng gefasst, damit die nachfolgenden Einzelfestlegungen auf Marktbewegungen oder Veränderungen in einzelnen Parametern reagieren kann.

329 Nach sorgfältiger Abwägung der dargelegten Entscheidungen und der daraus folgenden monetären Auswirkungen ist sichergestellt, dass die Summe der Einzelentscheidungen auch in ihrer Gesamtheit ein wettbewerbsfähiges Investitionsumfeld gewährleisten. Weder Netznutzende noch Netzbetreiber werden einseitig benachteiligt oder übervorteilt. Vielmehr ist die Methodik zur Bestimmung der Gesamtkapitalverzinsung sowohl für Netznutzende als auch Netzbetreiber ausgewogen und verhältnismäßig.

11. Kosten (§ 91 EnWG)

330 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Absatz 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs.1 S.3 EnWG keine Gebühren erhoben.

12. Öffentliche Bekanntmachung (§ 73 Abs. 1a S. 1 EnWG)

331 Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, nimmt die Große Beschlusskammer Energie, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs.1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die

öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Entscheidung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

III. Entscheidung über den Beiladungsantrag

332 Die Beschlusskammer hat die Lichtblick SE auf ihren Antrag vom 16.01.2025 nach pflichtgemäßer Ausübung ihres Ermessens gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zum Verfahren beigeladen.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender	Beisitzerin	Beisitzerin
Klaus Müller	Barbie Kornelia Haller	Dr. Daniela Brönstrup
Beisitzer	Beisitzerin	Beisitzer
Achim Zerres	Dr. Annegret Groebel	Karsten Bourwieg