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

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 30.01.2026

Festlegungsverfahren der großen Beschlusskammer Energie zu einem Regulierungsrahmen für Übertragungsnetzbetreiber [GBK-25-01-1#2]

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit diesem Begleitschreiben zur Stellungnahme im Festlegungsverfahren der Großen Beschlusskammer zum Regulierungsrahmen für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) fassen die vier ÜNB einige ihrer zentralen Positionen zum vorliegenden Festlegungsentwurf zusammen, die für eine tragfähige und investitionsfreundliche Regulierung ab dem Jahr 2029 von besonderer Bedeutung sind. Das Schreiben ergänzt somit die formale Stellungnahme in dem von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgesehenen Formblatt, in der die nachfolgend formulierten Positionen detaillierter begründet werden und in dem auf weitere relevante Fragestellungen eingegangen wird. Zudem übermitteln wir Ihnen in der Anlage zu dieser Stellungnahme weiterführende fachliche Ausführungen zu einzelnen Tenorziffern des Festlegungsentwurfs, die aufgrund der Formatrestriktionen nicht im Formblatt dargestellt werden konnten.

Investitionsbedarf und Verantwortung der ÜNB

Die vier ÜNB stehen in den kommenden Jahren vor einem Investitionsprogramm von außergewöhnlicher Größenordnung. Bis 2033 sind Investitionen von rund 250 Mrd. Euro vorgesehen – ein selbst im internationalen Vergleich beispiellos hohes Volumen. Mit diesem Ausbau ist eine zentrale Verantwortung für die Umsetzung der Energiewende und die Versorgungssicherheit in Deutschland verbunden. Um diese Ziele realisieren zu können, bedarf es verlässlicher, attraktiver und international wettbewerbsfähiger regulatorischer Rahmenbedingungen.

Notwendigkeit eines verlässlichen und wettbewerbsfähigen Regulierungsrahmens

Nur unter stabilen Bedingungen, einem Gesamtpaket, das wirksame Investitionsanreize setzt sowie mit einer angemessenen und verlässlichen Eigenkapitalverzinsung, können die ÜNB ihre umfangreichen Verpflichtungen erfüllen. Diese Voraussetzungen sind für die Umsetzung des Investitionsprogramms und somit für das Gelingen der Energiewende insgesamt entscheidend. Die ÜNB sehen die folgenden

50HERTZ TRANSMISSION GMBH
Heidestraße 2
10557 Berlin
Telefon: 030 5150-0
Telefax: 030 5150-4673
E-Mail: info@50hertz.com
www.50hertz.com
Sitz der Gesellschaft: Berlin
Amtsgericht: Charlottenburg
Handelsregisternr.: HR B 84446
USt.-ID: DE813473551
Geschäftsführung:
Stefan Kapferer (Vorsitz),
Dr. Dirk Biermann,
Sylvia Borcherding, Christine Janssen
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Bernard Gustin

AMPRION GMBH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
Telefon: 0231 5849-0
Telefax: 0231 5849-14188
E-Mail: info@amprion.net
www.amprion.net
Sitz der Gesellschaft: Dortmund
Amtsgericht: Dortmund
Handelsregisternr.: HR B 15940
USt.-ID: DE 8137 61 356
Geschäftsführung:
Dr. Christoph Müller (Vorsitz),
Dr. Hendrik Neumann,
Peter Rüth
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Uwe Tigges

TENNET TSO GMBH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
Telefon: 0921 50740-0
Telefax: 0921 50740-4095
E-Mail: info@tennet.eu
www.tennet.eu
Sitz der Gesellschaft: Bayreuth
Amtsgericht: Bayreuth
Handelsregisternr.: HR B 4923
Geschäftsführung:
Tim Meyerjürgens (Vorsitz),
Dr. Markus Binder, Kathrin Günther,
Ina Kamps
Vorsitzende des Aufsichtsrates:
Manon van Beek

TRANSNETBW GMBH
Heilbronner Straße 51 – 55
70191 Stuttgart
Telefon: 0711 21858-0
E-Mail: info@transnetbw.de
www.transnetbw.de
Sitz der Gesellschaft: Stuttgart
Registergericht: Stuttgart
Handelsregisternr.: HR B 740510
USt.-ID: DE 191008872
Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitz),
Michael Jesberger, Dr. Rainer Pflaum
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Dirk Güsewell

drei Elemente als zentral für die Zukunftsfähigkeit des Regulierungsrahmens:

1. Eine international wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung, welche auch die Investitionsvolumina und die damit verbundenen besonderen Risiken des umfangreichen Investitionsprogramms abdeckt.
2. Eine verlässliche und vollständige Deckung der Fremdkapitalkosten, inkl. aller Fremdkapitalnebenkosten, unabhängig von Unternehmensstruktur und Finanzierungsform.
3. Hinreichende Sicherheit, dass notwendige Betriebskosten vollständig refinanzierbar sind.

Bewertung des Festlegungsentwurfs der BNetzA

Die ÜNB begrüßen ausdrücklich, dass die BNetzA mit einer eigenen Festlegung die besondere Rolle der ÜNB anerkennt. Die Feststellung der Behörde, dass aufgrund erheblicher Sonderentwicklungen, hoher Investitionsbedarfe und der zentralen Systemverantwortung gesonderte Regelungen erforderlich sind, wird ausdrücklich geteilt. Allerdings wird diese besondere Stellung im vorliegenden Entwurf bislang nicht ausreichend gewürdigt und berücksichtigt. Abgesehen vom System des jährlichen Abgleichs zur Betriebskostenanerkennung zieht der Entwurf zu wenige Konsequenzen aus den besonderen Anforderungen der ÜNB. Bezogen auf zentrale Fragen der Kapitalkostenregulierung lässt der vorliegende Entwurf noch keine hinreichende Befassung mit den besonderen Herausforderungen erkennen, die sich für die ÜNB aus dem außerordentlichen Investitionsprogramm ergeben. Dies betrifft Fragen der Eigenkapital- und Fremdkapitalverzinsung gleichermaßen. Die ÜNB können nachvollziehen, dass es aus Sicht der Behörde sinnvoll ist, zentrale Grundkonzepte wie die des „Weighted average cost of capital“ (WACC) oder Elemente des „Capital Asset Pricing Models“ (CAPM) übergreifend zu regeln. Die Ausgestaltung und Parametrierung der Regulierung muss jedoch an allen Stellen das beispiellos hohe Investitionsprogramm, die hohe Wachstumsdynamik und die Anforderungen an die Finanzierung der ÜNB berücksichtigen.

Die ÜNB sprechen sich deshalb weiterhin ausdrücklich für eine fundierte Auseinandersetzung mit der Praxis der ÜNB-Finanzierung im weiteren Verfahren aus. Eine einfache Übertragung der für VNB festgelegten Methoden zur Kapitalkostenermittlung oder ein Rückgriff auf in der Vergangenheit angewendete Verfahren wird diesen Anforderungen nicht gerecht.

Die ÜNB befürworten hinsichtlich der Ermittlungsmethodik zum Eigenkapitalzinssatz die in der Methodenfestlegung vorgesehene Anpassung der Mittelwertbildung zur Ermittlung der Marktrisikoprämie. Allerdings reicht diese Anpassung bei weitem nicht aus, um dem Kapitalmarkt das notwendige Signal zu geben, dass sich das Zinsniveau künftiger Festlegungen realistisch an internationalen Durchschnittswerten orientieren wird.

Besonders kritisch sehen die ÜNB, dass zusätzliche Risiken aus dem Investitionsprogramm im Entwurf bisher nicht berücksichtigt werden, obwohl diese aus Sicht des Kapitalmarkts eine besondere Herausforderung im Vergleich zu alternativen Investitionen darstellen. Ohne eine entsprechende Würdigung besteht die Gefahr, dass sich die Wettbewerbsfähigkeit der ÜNB am Kapitalmarkt weiter verschlechtert. Das beigefügte Gutachten von NERA zu einem Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz zeigt hierzu den konkreten Lösungsweg auf.

Hinsichtlich der Fremdkapitalkostenanerkennung wird seitens BNetzA auf die Festlegung zur Kapitalverzinsung aus dem NEST-Verfahren verwiesen. Auf Basis realer Kapitalmarktdaten ist bereits jetzt absehbar, dass weder die vorgesehene Referenzreihe noch die übrigen Parametrierungen zu einer strukturellen Kostendeckung führen würden. Da die Herausforderungen der Finanzierung in den nächsten Jahren signifikant steigen werden, begrüßen die ÜNB die auf der am 21.01.2026 durchgeführten Investorenkonferenz (Investors Webcast) erwähnten Absichten der BNetzA, eine vollständige FK-Kostendeckung sicherzustellen. Um dieser Absicht gerecht zu werden, müssen zwingend Anpassungen an der Parametrierung der FK-Kostenregulierung unter Berücksichtigung der spezifischen Anforderungen des hohen Finanzierungsbedarfs vorgenommen werden. Hier sind insbesondere die Anwendung einer marktbreiten Indexreihe, Restlaufzeiten von mindestens 15 Jahren sowie die Anwendung eines pauschalen Ratings zu nennen. Zudem besteht bei der vorgesehenen Gewichtung Anpassungsbedarf, um die tatsächlichen Finanzierungskonditionen besser abzubilden. Finanzierungsnebenkosten sind ebenfalls vollständig zu refinanzieren, um die angesprochene Kostendeckung zu gewährleisten.

Während das System des jährlichen Plan-Ist-Abgleichs grundsätzlich geeignet ist, steigende Betriebskosten abzubilden, führt die Einführung neuer und methodisch unkonkreter Effizienzwerkzeuge zu erheblichen Unsicherheiten. Die bisherigen Ausführungen der BNetzA deuten darauf hin, dass hiermit Kostenkürzungen ohne ausgeglichenes Chancen-Risiken-Profil gerechtfertigt werden sollen.

Laut BNetzA ist das Gesamtpaket für Investoren entscheidend. In der Gesamtschau des Festlegungsentwurfs wird allerdings nicht deutlich, wie das Gesamtpaket zu einem auskömmlichen Regulierungsrahmen führen kann. Ganz im Gegenteil, der Entwurf enthält sogar, abgesehen von der jährlichen OPEX-Regulierung und der nur vage zu bewertenden Chance aus dem Beschleunigungsanreiz, einige wesentliche Verschlechterungen gegenüber dem Status quo, die erhebliche Auswirkungen auf die Investitionsfähigkeit der ÜNB haben können. In Ergänzung zu oben angeführten Mängeln hinsichtlich EK- und FK-Verzinsung sind insbesondere folgende Verschlechterungen zu nennen:

- eine geänderte Mittelwertbildung bei Anlagen im Bau, die die kalkulatorische Verzinsung reduziert und bestehende Investitionsanreize schwächt,
- ein zukünftig dauerhafter Abzug von Zuschüssen von der EK-Verzinsungsbasis ohne Kompensation des finanziellen Nachteils, beispielsweise durch einen entsprechenden Zinsbonus und den Bestandsschutz für historische Finanzierungsentscheidungen,

- unzureichende Übergangsregelungen (beispielsweise für die heutigen dnbK-Positionen mit t-2 Ansatz), die zu erheblichen Kostenunterdeckungen führen würden,
- Effizienzanreize, die einerseits einseitig auf reine Kostenkürzungen abzielen oder andererseits keine Übertreffbarkeit ermöglichen.

Angesichts dieser Punkte sind substanzielle Nachbesserungen am Entwurf erforderlich, um einen investitionsfreundlichen Regulierungsrahmen sicherzustellen. Aktuell würde sich das Rendite-Risiko-Profil der ÜNB auf Basis des BNetzA-Entwurfs aus Sicht der Investoren verschlechtern. Dies wurde auch auf der Investorenkonferenz transparent und von Investoren proaktiv adressiert. Die ÜNB bringen deshalb konkrete Vorschläge in das Verfahren ein und halten insbesondere die Berücksichtigung der nachfolgend genannten Schlüsselanforderungen für unabdingbar.

Schlüsselanforderungen an den zukünftigen Regulierungsrahmen

1. International wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung
Die Erfahrungen vorangegangener Regulierungsperioden hinsichtlich der Eigenkapitalzinsfestlegung haben gezeigt, dass die BNetzA in Einzelfestlegungen regelmäßig Parameter am unteren Rand internationaler Vergleichswerte ansetzt oder den Anwendungsbereich verbessernder Regelungen (z. B. Beschränkung auf Neuinvestitionen im Kapitalkostenaufschlag) deutlich einschränkt. Dadurch fehlt bislang die notwendige Klarheit für Investoren, ob Investitionen in das deutsche Übertragungsnetz künftig mit einer international wettbewerbsfähigen EK-Verzinsung verbunden sein werden.

Angesichts unmittelbar und kontinuierlich zu treffender Finanzierungsentscheidungen im Milliardenbereich ist diese Unsicherheit aus Sicht der ÜNB und ihrer Investoren äußerst kritisch. Verlässliche und zeitnahe Signale, in Hinblick auf eine international wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung sind daher zwingend erforderlich.

2. Kompensation spezifischer ÜNB-Risiken im EK-Zins
Das hohe Investitionsprogramm führt zu erhöhten Risiken der Finanzierung, welche von Ratingagenturen und durch das beigefügte Gutachten von NERA bestätigt werden. Auch auf der BNetzA-Investorenkonferenz wurde durch die Investoren betont, dass Ratingagenturen das CAPEX-Volumen als Risikofaktor in der Bewertung berücksichtigen.
Vor diesem Hintergrund ist besonders kritisch zu bewerten, dass die BNetzA den Aufschlag auf den EK-Zins zur Kompensation dieser Risiken ablehnt. Die im Festlegungsentwurf hierzu angegebene Begründung, die Risiken seien über die generelle Methodik der EK-Zinsermittlung und den übrigen Regulierungsrahmen abgedeckt, ist aus Sicht der ÜNB nicht zutreffend.

Die ÜNB legen der BNetzA mit dieser Stellungnahme und dem beigefügten NERA-Gutachten nun eine erweiterte und umfassende Analyse vor, welche die Notwendigkeit des Aufschlags ausführlich darlegen. Konkret wird ein Konzept inklusive eines umsetzungsfähigen Modells vorgelegt, wie ein solcher Aufschlag sachgerecht ermittelt werden kann. Eine Berücksichtigung dieser Vorschläge ist im weiteren Prozess unabdingbar, um die Wettbewerbsfähigkeit der ÜNB am internationalen Kapitalmarkt und damit die Bereitstellung von erforderlichem Kapital durch Investoren sicherzustellen.
Die Festlegung eines international wettbewerbsfähigen Eigenkapitalzinssatzes ist der Ausgangspunkt und Grundbedingung für die Zukunftsfähigkeit des Regulierungsrahmens. Der zusätzlich geforderte Aufschlag zur Kompensation spezifischer ÜNB-Risiken ist hiervon klar abzugrenzen und ersetzt keineswegs die Notwendigkeit einen wettbewerbsfähigen EK-Zinssatz.

3. Verlässliche Anerkennung von Fremdkapitalkosten
Gerade angesichts des außergewöhnlichen Investitionsvolumens und des damit einhergehenden hohen Finanzierungsvolumens ist die vollständige Fremdkapitalkostendeckung für ÜNB unverzichtbar. Die gemäß Entwurf vorgesehenen Parametrierungen hinsichtlich Restlaufzeiten, Nebenkostenvergütung, Gewichtung des Referenzindex und Sektorenbeschränkung lassen eine vollständige Deckung der Fremdfinanzierungskosten auf Basis realer Finanzierungsdaten nicht zu und sind entsprechend nachzujustieren. Die Bezugnahme auf unternehmensindividuelle Bonitäten zur Ermittlung des Referenzindex lehnen die ÜNB ab, da sie den anerkannten theoretischen Prinzipien und der international üblichen Umsetzung des WACC-Konzepts hinsichtlich der Entkopplung von der tatsächlichen Kapitalstruktur widersprechen.

Um der im Rahmen der Investorenkommunikation formulierten Zielsetzung einer verlässlichen und marktkonformen FK-Kostendeckung gerecht zu werden, ist eine Anpassung der Parametrierung im Sinne der Vorschläge unserer Stellungnahme erforderlich. Hierzu zählen insbesondere die Anwendung einer marktbreiten Indexreihe, die Anpassung der Restlaufzeiten und die Berücksichtigung der Finanzierungsnebenkosten. In dem übermittelten Formblatt werden die erforderlichen Anpassungen ausführlich beschrieben.

4. Verlässliche und klare Effizienzinstrumente
Die Einführung von anreizkompatiblen Effizienzwerkzeugen ist anerkanntermaßen besonders herausfordernd. Zunächst ist jedoch anzumerken, dass die BNetzA ihre Festlegung gerade nicht auf § 21a EnWG, sondern nur auf § 21 Abs. 3 EnWG stützt, der im Grundsatz weder ergänzende Effizienzinstrumente noch begrenzende methodische Rahmenbedingungen vorsieht. Aber auch unabhängig von diesem formalen Hindernis ist es unabdingbar, dass die BNetzA – wenn sie zusätzliche Methoden zur Setzung von „Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung“ anwenden möchte – die Maßstäbe aus § 21a Abs. 1 S. 4-7 und Abs. 2 EnWG beachtet. Insbesondere sind hier die ökonomische, ökonometrische und regulatorische Methodenrobustheit, die Robustheit gegenüber minimalen Parameteränderungen, die Berücksichtigung von strukturellen Unterschieden und das Prinzip der Übertreffbarkeit einzuhalten. Diese gesetzlichen Grundsätze schaffen einen verlässlichen Rahmen für

die ÜNB und ihre Investoren, ohne die Wirksamkeit der Effizienzinstrumente einzuschränken – sie sind gewissermaßen ein Qualitätsmaßstab für die anzuwendenden Methoden.

Im Konkreten sollten die Effizienzinstrumente insbesondere

- kalkulierbar sein,
- strukturelle Unterschiede zwischen den ÜNB berücksichtigen,
- beeinflussbar sein, indem sie externe Einflüsse angemessen abbilden,
- auf einer wissenschaftlich robusten Methodik beruhen,
- sowie vor allem erreichbar und übertreffbar sein.

Anreizelemente können in der Theorie einen wichtigen Beitrag leisten, um erforderliche Investitionsanreize zu setzen. In der praktischen Anwendung müssen sie jedoch realistisch erreichbar sein und dürfen nicht nur theoretische Bonus-Potenziale eröffnen. Dies gilt insbesondere für den vorgesehenen Netzausbaubeschleunigungsbonus, der aus Sicht der ÜNB ein wirksames Instrument zur Beschleunigung der Energiewende sein kann. Damit dieser Bonus allerdings Wirkung entfaltet, müssen die Zielgrößen realistisch, frei von externen nicht beeinflussbaren Effekten und für die ÜNB erreichbar sein.

Fazit und Erwartung an den weiteren Prozess

Die konkrete Ausgestaltung des zukünftigen Regulierungsrahmens für die ÜNB bleibt im Festlegungsentwurf an vielen Stellen unklar. Diese Unklarheiten betreffen sowohl zentrale Parameter der Investitionsbedingungen als auch die praktische Ausgestaltung wesentlicher Elemente wie der Kostenanerkennung, der Effizienzinstrumente und der EK-Verzinsung. Für die ÜNB ergeben sich daraus noch erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Investitionsbedingungen ab 2029.

Gleichzeitig liegen der BNetzA konkrete und fundierte Verbesserungsvorschläge der ÜNB vor, die sowohl methodische Fragen als auch die operative Ausgestaltung betreffen. Diese Vorschläge werden mit dieser Stellungnahme, durch das beigefügte Gutachten sowie ergänzende Erläuterungen in dem Formblatt konkretisiert und untermauert. In den nächsten Monaten bedarf es geeigneter Formate, um die hier geforderten Konzepte und die konkrete Ausgestaltung gemeinsam zu erörtern.

Die ÜNB verbinden ihre Stellungnahme mit der Hoffnung, dass die BNetzA den Dialog konstruktiv fortsetzt und bereit ist, zentrale Fragen gemeinsam weiterzuentwickeln. Dies betrifft insbesondere das Konzept und die Diskussion zu dem Gutachten zum EK-Zins-Aufschlag und der Deckung der Fremdkapitalkosten. Nur im engen fachlichen Austausch lassen sich tragfähige Lösungen finden, die dem außergewöhnlichen Investitionsbedarf gerecht werden und zugleich die regulatorischen Ziele sicherstellen.

Aufgrund der wesentlichen noch offenen Punkte im Gesamtprozess sowie bestehender Unsicherheiten ist die vorliegende Stellungnahme als nicht abschließend zu

bewerten. Die ÜNB behalten sich ausdrücklich vor, diese im weiteren Verlauf des Prozesses gegebenenfalls zu konkretisieren und zu ergänzen.

Die ÜNB stehen für den weiteren fachlichen Austausch jederzeit zur Verfügung und sind überzeugt, dass ein gemeinsamer, zielorientierter Prozess einen Regulierungsrahmen hervorbringen kann, der sowohl den Anforderungen der Energiewende als auch den Erwartungen der Kapitalmärkte gerecht wird.

Mit freundlichen Grüßen

50HERTZ TRANSMISSION GMBH

AMPRION GMBH

TENNET TSO GMBH

TRANSNETBW GMBH

Stellungnahme: Festlegungsentwurf Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#2

Nr.	Tenorziffer / Kapitel (Pflichtfeld)	!	Weitere Auswahl	Thema (optional)	Stellungnahme
1	Anwendungsbereich (Tz. 1)	-			Es ist grundsätzlich positiv, dass die BNetzA die besondere Stellung und Herausforderungen der ÜNB anerkennt und eine spezifische Regulierung für die ÜNB vorsieht. Positiv ist auch, dass im Sinne der Nachvollziehbarkeit und Rechtssicherheit umfassend die Methode zur Bestimmung der Netzkosten und die Ermittlung der umlagefähigen Kosten von Offshore-Anbindungsleitungen geregelt wird. Allerdings wird durch die weitgehende Übernahme vieler Regelungen aus der StromNEF sowie Verweise auf die Festlegung zur Kapitalverzinsung kein in sich geschlossener und konsistenter Regulierungsrahmen für die ÜNB geschaffen. Um die Nachvollziehbarkeit und Rechtssicherheit vollständig zu gewährleisten und die besondere Stellung der ÜNB konsequent im Gesamtpaket anzuerkennen, sollte auf Verweise auf bereits getroffene Festlegungen im VNB-Verfahren verzichtet werden und ein in sich geschlossener Regulierungsrahmen festgelegt werden.
2	Kostenbasierte Regulierung (Cost-Plus-Regulierung) (Tz. 2)	-			Eine plankostenbasierte Regulierung mit jährlichem Plan-Ist-Abgleich („Jährlichkeitsprinzip“) kann der Systemverantwortung und den spezifischen Herausforderungen der ÜNB bei richtiger Ausgestaltung besser gerecht werden als das bisherige Regulierungsmodell und wird deshalb unterstützt. Ein Vorteil des Jährlichkeitsprinzips ist die zeitnahe Berücksichtigung der wachstumsbedingten Kostenentwicklungen der Betriebskosten. Aus Sicht der ÜNB darf der Wechsel zum System des jährlichen Abgleichs nicht zu einer Erhöhung von regulatorischen Risiken führen, da dies ansonsten erhebliche negative Auswirkungen auf die Finanzierung und Umsetzung der geplanten Investitionen hätte. Hier bestehen noch erhebliche Unklarheiten und Bedenken insbesondere hinsichtlich der nachgelagerten Kostenprüfung (vgl. Tz. 2.4) und der neuen Effizienzinstrumente (vgl. Tz. 13.1, 13.3 und 13.4). Die ÜNB unterstützen eine Vereinfachung der Regulierung (vgl. Rn. 106), dies darf sich jedoch nicht auf den Entfall bisheriger Kostenkategorien und Instrumente beschränken und durch einen Zuwachs der Regulierungsbürokratie bei Kostenprognose, Plan-Ist-Abgleich, eine „besonders intensive“ Kostenprüfung (vgl. Rn. 98) und aufwändige Effizienzinstrumente (z. B. Prozesskostenrechnung) konterkariert werden. Aus Sicht der ÜNB ist eine Vereinfachung der Regulierung auch in der praktischen Umsetzung der Regulierung notwendig und möglich.
3	Jährliche Plankostenermittlung (Tz. 2.1)	-	Tz. 2.1 Satz 1-9	Tz. 2.1 Teil 1 Schwellenwert	Die ÜNB begrüßen die Möglichkeit, gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr bei der Ermittlung der Plankosten zu berücksichtigen. Durch jährliche Plausibilitätsprüfungen der Plankosten kann eine höhere Planungssicherheit geschaffen werden. Hierfür sind wesentliche Abweichungen gegenüber dem Vorjahr zu erläutern. Die BNetzA sieht bei den einzelnen Positionen der GuV nach § 275 HGB Abweichungen von mehr als 20 Mio. € oder 10 % gegenüber den Plankosten des Vorjahres als wesentlich an. Aus Sicht der ÜNB muss der mit den jährlichen Berichtspflichten verbundene Bürokratieaufwand auf ein angemessenes Niveau begrenzt werden. Grundsätzlich teilen die ÜNB unter Berücksichtigung von Preissteigerungen und dem absehbaren Wachstum der ÜNB bis 2045 die Einschätzung der BNetzA, dass nur wesentliche Abweichungen der Plankosten gegenüber dem Vorjahr in Bezug auf eine Oberposition zu erläutern sind. Die BNetzA sieht einen relativen **Schwellenwert** von 10 % oder einen absoluten Schwellenwert von mindestens 20 Mio. € vor. Zur Vermeidung eines regulatorischen Mikromanagements und zur weiteren Begrenzung des Bürokratieaufwands schlagen die ÜNB jedoch vor, die vorgesehene „Oder“-Verknüpfung der Wesentlichkeitskriterien durch eine kumulative „Und“-Verknüpfung zu ersetzen hin zu „um mehr als 20 Mio. Euro und mindestens 10 Prozent abweichen“. Diese Regelung würde eine Widersprüchlichkeit der absoluten und relativen Schwellenwerte ausschließen. Mit dieser Definition werden aus ÜNB-Sicht sämtliche tatsächlich erläuterungswürdigen und relevanten Kostenabweichungen sachgerecht erfasst, während zugleich absolut gesehen geringfügige Abweichungen von zusätzlichen Erläuterungspflichten ausgenommen werden. Materialkosten (§ 275 HGB, Position 5) sollten von dieser Regelung ausgenommen werden. Unter die Materialkosten fallen betragsmäßig hohe netzwirtschaftliche Positionen, die im Wesentlichen aufgrund externer Einflussfaktoren eine außerordentlich hohe Volatilität aufweisen. Die ÜNB schlagen daher für die Materialkosten eine Anhebung des Schwellenwertes auf mindestens 20 % (sowie logischerweise mehr als 40 Mio. €) vor, um einen unnötigen Bürokratieaufwand im Vergleich zu den bisherigen Berichtspflichten im Rahmen der Anreizregulierung zu vermeiden.
4	Jährliche Plankostenermittlung (Tz. 2.1)	-	Tz. 2.1 Satz 1-9	Tz. 2.1 Teil 2 Abgabedatum	Das **Abgabedatum** für alle jährlich zu ermittelnden Plankosten muss weiterhin einheitlich **auf den 30. September** festgelegt werden. Ein späterer Stichtag ermöglicht eine signifikant höhere Prognosequalität sämtlicher Planwerte und reduziert damit die systematischen Abweichungen zwischen Plan- und Ist-Kosten. Dies gilt für alle Kostenarten gleichermaßen und trägt den zunehmenden Unsicherheiten sowie der Volatilität kostenrelevanter Einflussfaktoren Rechnung. Mit einer einheitlichen Abgabefrist zum 30. September können sämtliche Plankosten – einschließlich marktpreisabhängiger Kostenpositionen – sachgerecht, konsistent und belastbar ermittelt werden. Eine Differenzierung nach Kostenarten oder zusätzliche Meldestufen sind damit aus Sicht der ÜNB entbehrlich. Vielmehr gewährleistet ein einheitlicher Stichtag einen konsistenten Datenstand für alle Kostenpositionen und vermeidet Mehrfachmeldungen. Darüber hinaus entspricht die Einreichung der Plankosten zu diesem Zeitpunkt bereits dem heute etablierten Standard in der kostenbasierten Regulierung der Offshore-Anbindungskosten. In diesem Kontext erfolgt eine indikative Meldung der Plankosten zum 15. September sowie die finale Einreichung zum 30. September. Die Annahme der BNetzA aus der rechtlichen Würdigung, dass im Offshore-Regime sowohl Plankosten als auch Ist-Kosten bereits zum 30. Juni zu melden seien, entspricht somit nicht der bestehenden regulatorischen Praxis.
5	Jährliche Plankostenermittlung (Tz. 2.1)	-	Tz. 2.1 Satz 10	Tz. 2.1 Teil 3	Die Erläuterung zur Entwicklung wirtschaftlich erheblicher Kosten- und Erlöspositionen geben der BNetzA die Möglichkeit, die Plausibilität zu prüfen und erhöhen die Planungssicherheit. Der Bürokratieaufwand muss bei den Erläuterungen auf ein angemessenes Niveau begrenzt werden, um entsprechend der Ausführungen der BNetzA die Grundlagen der Kostenentwicklungen nachzuweisen.

6	Grundlagen neuer Plankosten (Tz. 2.2)	-		Tz. 2.2 Teil 1	Die ÜNB begrüßen grundsätzlich die Reduktion der Vielzahl bestehender Festlegungen und FSVen zugunsten eines Systems des jährlichen Abgleichs mit Plankostenansatz und Istkostenanerkennung. Positiv ist, dass Kosten, die in der 4. Regulierungsperiode als betriebsnotwendig anerkannt wurden, Vertrauensschutz genießen. Aus Sicht der ÜNB ist dieser Vertrauensschutz beim Übergang in das neue Regulierungssystem unerlässlich und muss explizit und eindeutig in die Festlegung aufgenommen werden. Hierfür ist eine Erweiterung der Tenorziffer 2.2. erforderlich: “Kostenpositionen, die in der vierten Regulierungsperiode im Rahmen einer Festlegung oder anderer verbindlicher Form durch die BNetzA für betriebsnotwendig und anerkennungsfähig gehalten wurden, verlieren ihre Begründung nicht zum 01.01.2029.” Sollte die BNetzA bei bestehenden Sachverhalten künftig von bisherigen Anerkennungen abweichen wollen, muss dies proaktiv und frühzeitig mit angemessenem Vorlauf kommuniziert werden, um zusätzliche Risiken aus nachträglichen Kostenkürzungen verlässlich zu vermeiden. Bei dem Wechsel auf das Jährlichkeitsprinzip ohne eine Vielzahl von Einzelfestlegungen muss sichergestellt werden, dass die angestrebte Entbürokratisierung und Vereinfachung nicht zulasten der Investitionssicherheit gehen. Investitionssicherheit hat stets oberste Priorität; andere Ziele sind diesem Grundsatz unterzuordnen. Die geforderte Dokumentation von Kostenpositionen muss prüffähig und verhältnismäßig sein; Granularität und Detailgrad sind klar und verbindlich zu definieren, um Planungssicherheit zu gewährleisten und den administrativen Aufwand spürbar zu reduzieren. Die ÜNB regen an, ex-ante verbindliche Standards für Projektpläne und Dokumentationspflichten vorab gemeinsam festzulegen, sodass in einem gänzlich neuen System die Erwartung der Behörde an die Prüfungstiefe vorab klar definiert ist. Die konkreten Inhalte und Ausgestaltungen der Standards sind im weiteren Prozess zu definieren. Für wesentliche, komplexe oder neuartige Aufgaben behalten sich die ÜNB ausdrücklich eine optionale ex-ante Klärung mit der BNetzA vor. Ziel ist ein frühes Einvernehmen zwischen der BNetzA und den ÜNB über Aufgabenabgrenzungen, Kostendefinitionen und Dokumentationsweisen herzustellen — ohne einen generellen vorab Genehmigungsvorbehalt der Behörde. Ebenso muss weiterhin sichergestellt sein, dass die BNetzA Verträge zwischen Netzbetreibern und Dritten (z.B. Kraftwerksbetreibern) im Kontext der Umsetzung energiewirtschaftlicher Pflichten vorab prüft und freigibt, um Planungssicherheit hinsichtlich der Anerkennung daraus resultierender Kosten zu erhöhen und rechtlichen Streitfällen im Interesse aller Parteien vorzubeugen. Dieses Verfahren ist zwingend, um Anerkennungsrisiken frühzeitig zu reduzieren und dadurch verlässliche Entscheidungsgrundlagen bei den Unternehmen zu schaffen.
7	Grundlagen neuer Plankosten (Tz. 2.2)	-		Tz. 2.2 Teil 2	**Weitergeltende Festlegungen klarstellen** Die ÜNB regen nochmals die gemeinsame **Prüfung**, der bestehenden Festlegungen, die fortgelten bzw. in das neue System überführt werden, an. Beispielhaft ist die marktliche Beschaffung von Blindleistung (z. B. BK8-24-006-A) zu nennen: Es muss präzisiert werden, ob und wie bisherige Anerkennungslogiken (etwa als volatile Kosten) unter den neuen Plankostenregeln für ÜNB fortgeführt werden, da volatile Kosten in dem neuen System nicht mehr bestehen.
8	Plan-Ist-Abgleich (Tz. 2.3)	-		Tz. 2.3 Teil 1 Erhalt Bilanzierungsfähigkeit	Die ÜNB begrüßen grundsätzlich einen jährlichen Abgleich der Erlöse mit den zulässigen Kosten. Für die BNetzA ergibt sich die Möglichkeit, Plausibilisierungsprüfungen vorzunehmen und dadurch das Risiko rückwirkender Kostenkürzungen über längere Zeiträume zu mindern. Das hat eine erhöhte Planbarkeit der zukünftigen Erlöse für die ÜNB und Investoren zur Folge. **<u>Erhaltung der Bilanzierungsfähigkeit gem. § 21b EnWG</u>** Für die Dokumentation der Plan-Ist-Differenzen ist aus Sicht der ÜNB weiterhin ein Instrument erforderlich, das dem Grundgedanken des Regulierungskontos entspricht. Es muss auch weiterhin sowohl die Plan-Ist-Differenz als auch eine ggfs. anfallende Verzinsung transparent und nachvollziehbar festgehalten werden können. Auch in Zukunft werden sich bei den 4ÜNB Plan-Ist-Abweichungen ergeben, die unabhängig des konkreten Mechanismus zur Glättung der Netzentgelte über ein und/oder mehrere Jahre verteilt werden. Nicht zuletzt wird die Existenz des Regulierungskontos in § 24 EnWG („Bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelte”) und § 21b EnWG („Sondervorschriften für regulatorische Ansprüche und Verpflichtungen der Transportnetzbetreiber; Festlegungskompetenz“) vorausgesetzt. In diesem Zusammenhang ist hervorzuheben, dass die Beibehaltung der Bilanzierungsfähigkeit regulatorischer Forderungen gemäß § 21b EnWG für die ÜNB von essenzieller Bedeutung ist. Denn die ÜNB sind weiterhin in besonderem Maße von stark gestiegenen Kosten, beispielsweise für die Beschaffung von Systemdienstleistungen, betroffen. Die bilanzielle Erfassung von regulatorischen Ansprüchen der Übertragungsnetzbetreiber bleibt auch in dem System des jährlichen Abgleichs erforderlich, um ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Ertragslage im Jahres- und Konzernabschluss zu vermitteln und damit die Finanzierungsfähigkeit der Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen. Ein Wegfall der Bilanzierungsmöglichkeit stünde zudem in klarem Widerspruch zu dem gesetzgeberischen Willen (vgl. BT-Drucksache 20/2401, S. 43 f). Ohne eine einschlägige gesetzlich kodifizierte Anspruchsgrundlage kann eine bilanzielle Abbildung regulatorischer Forderungen aus Sicht der ÜNB nicht sichergestellt werden. Eine Bilanzierung ist ausschließlich unter strikter Wahrung der als lex specialis wirkenden Regelung des § 21b EnWG möglich, die insoweit eine Ausnahme von dem gesetzlichen Realisationsprinzip des HGB eröffnet. Vor diesem Hintergrund ist es aus Sicht der 4ÜNB erforderlich, dass sich die Festlegung möglichst eng am Wortlaut des § 21b EnWG orientiert. § 21b EnWG verweist auf die „negative Differenz auf dem Regulierungskonto“ als Grundlage für die Möglichkeit der handelsrechtlichen Bilanzierung regulatorischer Forderungen. Das Regulierungskonto ist damit

9	Plan-Ist-Abgleich (Tz. 2.3)	-		Tz. 2.3 Teil 2	Gleichwohl erscheint im Hinblick auf eine rechtssichere Gestaltung der Bilanzierungsfähigkeit von Forderungen auch eine gesetzliche Anpassung des § 21b EnWG notwendig, da dieser auf die Anwendung im „Rahmen des Anreizregulierungssystems“ verweist, in welchem sich die ÜNB zukünftig nicht mehr befinden könnten. Zusammenfassend ist der Erhalt der gesetzlich vorgesehenen Bilanzierungsfähigkeit regulatorischer Forderungen eine zwingende Grundvoraussetzung für eine Umstellung des Ausgleichs von Plan-Ist-Differenzen. Aufgrund der Rechtsunsicherheiten, die aufgrund der Wortwahl in § 21b EnWG bestehen, bitten die ÜNB, eine Anpassung des § 21b EnWG gemeinsam mit der BNetzA zu erwirken. Unbeschadet der zuvor genannten Aspekte sehen die 4ÜNB den vorgeschlagenen Glättungsmechanismus als grundsätzlich geeignet. Die ÜNB möchten an dieser Stelle auf eine vermeintliche Unschärfe in der Formulierung hinweisen. In Tenorziffer 2.3. Satz 9 schreibt die BNetzA, dass „10 Prozent der tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten im Folgejahr ausgeglichen“ werden. Die ÜNB gehen davon aus, dass hiermit, wie unter Rn. 132 beschrieben, der entsprechende Fehlbetrag gemeint ist. **Übergangsregelung für die Salden der 4. Regulierungsperiode** Darüber hinaus ist die Fortführung der Regulierungskontosystematik erforderlich, um Salden der vierten Regulierungsperiode weiterhin in den Erlösen zu berücksichtigen. Hierfür sind in dem Festlegungsentwurf vom 10.12.2025 Übergangsregelungen für die 5. Regulierungsperiode enthalten. Zudem besteht die Notwendigkeit der vollständigen Refinanzierung der t-2-Positionen (insb. Personalzusatzkosten) aus der 4. Regulierungsperiode, sodass aufgrund des t-2-Ansatzes für die Kosten der Geschäftsjahre 2027 und 2028 eine Vereinnahmung über die Regulierungskonten oder direkt über die Erlösobergrenzen zu ermöglichen ist. Dies gilt gleichermaßen für mögliche Kosten aus zusätzlichen hoheitlichen Aufgaben der Jahre 2026 bis 2028, sofern sie nicht bereits über bestehende bzw. neu abzuschließende ESVen abgebildet werden können.
10	Kostenprüfung (Tz. 2.4)	-		Tz. 2.4 Teil 1	Laut Festlegungsentwurf soll jeder ÜNB mindestens einmal alle vier Jahre einer Kostenprüfung unterzogen werden, in der die zum Zeitpunkt der Prüfung ungeprüften abgeschlossenen Geschäftsjahre geprüft werden. Wie bereits in der 4ÜNB Stellungnahme zum Eckpunktepapier vom 17.04.2025 sowie in der Stellungnahme zum Expertenaustausch vom 16.06.2025 dargelegt, sehen die 4ÜNB auch weiterhin ein systembedingtes, asymmetrisches Risiko nachträglicher Kostenkürzungen im Rahmen der Kostenprüfung. Laut BNetzA wird diesem Risiko zwar „durch die Regelungen zur Plankostenermittlung in angemessenem Umfang Rechnung getragen“, das grundsätzliche Risiko nachträglicher Kostenkürzungen ohne hinreichende Steuerungsmöglichkeiten für die ÜNB verbleibt allerdings weiterhin. Aus diesem Grund weisen die 4ÜNB abermals daraufhin, dass potenziell festgestellte Ineffizienzen und Kostenkürzungen nur in die Zukunft wirken sollten, indem für diese Positionen zukünftig eine Obergrenze der maximal jährlich ansetzbaren Kosten durch die BNetzA vorgegeben wird. Dabei ist sicherzustellen, dass die BNetzA die entsprechenden Abbaupfade so ausgestaltet, dass die ÜNB einen angemessenen Zeitraum zur Erreichung der Obergrenze gewährt bekommen. Abbaupfade über drei Jahre, entsprechend Tenorziffer 13.1, wären deutlich zu kurz und würden einen erheblichen Nachteil gegenüber den bisherigen Vorgaben der ARegV über fünf Jahre darstellen. Stattdessen sollte der Abbau wie in der ersten Regulierungsperiode über einen Zeitraum von zehn Jahren gestreckt werden, um angemessen den zusätzlichen Risiken aus den neuen und methodisch bislang unzureichend erprobten Effizienzvorgaben gemäß Tenorziffer 13 ff. zu entsprechen. Das würde es den ÜNB einerseits erlauben, Risiken aus zukünftigen Effizienzvorgaben zu reduzieren und andererseits dem Anspruch der Investoren, dass die Renditen einmal testierter Jahresabschlüsse auch Bestand haben, gerecht zu werden. Die Erfahrungen der Kostenprüfung im Offshore-Bereich insbesondere für das Jahr 2024 zeigt eine extreme Kleinteiligkeit der Prüfung. Es werden teils Erläuterungen für Ausgaben im unteren dreistelligen Eurobereich gefordert, obwohl diese Kosten bereits durch den Erhebungsbogen (EHB) nachgewiesen wurden. Die aktuelle Prüf-Praxis führt dazu, dass die 4ÜNB befürchten, bei einer rollierenden Kostenprüfung alle vier Jahre nachträglich entweder enormen Nachweispflichten auch für Kleinstbeträge zu unterliegen, oder das Risiko nachträglicher Kostenkürzungen zu erleiden. Dieser Logik folgend ist eine Verkürzung des Prüfzyklus auf zwei Jahre und damit zwangsweise auch des Zeitraums der Genehmigungsfiktion auf 3 Jahre konsequent. Im Interesse der gegenseitigen Arbeitserleichterung muss dies allerdings mit einer standardisierten Kostenprüfung mit geringem operativem Aufwand für die ÜNB als auch für die Behörde verbunden sein. Kostenentwicklung, die keiner Besonderheit unterliegen, sollten direkt anerkennungsfähig sein, um frühzeitig Sicherheit herzustellen.
11	Kostenprüfung (Tz. 2.4)	-		Tz. 2.4 Teil 2	Grundsätzlich müssen die Prüfmaßstäbe der BNetzA klar definiert und *ex ante* bekannt sein. Die geplante, gestaffelte Kostenprüfung birgt jedoch die Gefahr einer Ungleichbehandlung: Die ÜNB werden bestrebt sein, möglichst früh nach 2029 geprüft zu werden. In diesem Fall sind weniger Jahre von der Prüfung betroffen und die Erkenntnisse der Kostenanerkennung durch die BNetzA können schneller umgesetzt werden. Abschließend sei an dieser Stelle noch der Hinweis gestattet, dass der Ansatz der BNetzA, eine ausschließlich vergangenheitsorientierte Kostenprüfung vorzunehmen, möglicherweise zu kurz greift und unbeabsichtigte Fehlanreize erzeugen könnte. Eine Bewertung, ob mögliche Potenziale ungenutzt bleiben oder ob künftig höhere Kosten entstehen, weil in der Vergangenheit zu geringe Investitionen getätigt wurden, erfolgt im Rahmen des Jährlichkeitsprinzips nicht. Angesichts des hochdynamischen Geschäftsumfelds der Energiewende, in dem sich die ÜNB bewegen, erscheint dieser Ansatz aus Sicht der ÜNB kritisch. Die ÜNB befürchten, dass eine reine Kostenfokussierung dazu führt, dass sich die ÜNB aus Sorge vor Kostenkürzungen gezwungen sehen, eher als Verwalter, denn als Treiber der Energiewende zu agieren und somit einen reaktiven statt proaktiven Beitrags zu ihrem Gelingen leisten. Dies kann nicht im Interesse der BNetzA liegen.
12	Grundsätze der Netzkostenermittlung (Tz. 3)	-	Tz. 3.1	Tz. 3 Teil 1 Kosten des Netzbetriebes	Die Tenorziffer übernimmt Regelungen aus Artikel 18 EU-Verordnung 2019/943, § 21 EnWG und § 4 Abs. 1 f. StromNEV. In der Begründung führt die BNetzA in Rn. 144 u.a. aus, dass Investitionen, die durch die BNetzA im NEP explizit nicht bestätigt worden sind, nicht berücksichtigungsfähig sind. Diese Wertung beschränkt sich auf jene Maßnahmen, welche die ÜNB auf Basis der gesetzlichen Verpflichtung in den NEP einzubringen hatten bzw. haben und gilt nicht für alle Investitionen außerhalb des NEP einschließlich der Ersatzinvestitionen, die bislang über den Kapitalkostenaufschlag berücksichtigt wurden. Wenn Änderungen des NEP oder sonstige politische Entscheidungen zu Anpassungen bei Investitionsprojekten bis hin zu Projektabbrüchen führen, sind die bisher angefallenen Kosten als betriebsnotwendig zu berücksichtigen. Eine vollständige Refinanzierung von Anlagenabgängen ohne zeitliche Verzögerung ist unerlässlich.

13	Grundsätze der Netzkostenermittlung (Tz. 3)	-	Tz. 3.2	Tz. 3 Teil 2 Netzkostenermittlung	Aus Sicht der ÜNB ist Tenorziffer 3.2 Satz 3 missverständlich: „*Kapitalkosten sind …, abzüglich der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach Tenorziffer 11*“. Zu den kostenmindernden Erlösen und Erträgen gehören laut Tenorziffer 11: a) aktivierte Eigenleistungen, b) Zins- und Beteiligungserträge, c) Netzanschlusskostenbeiträge, d) Baukostenzuschüsse, e) Investitionszuschüsse und f) sonstige Erträge und Erlöse. In der StromNEF 4.2 erfolgte für VNB eine abweichende Formulierung: „*Kapitalkosten sind …, abzüglich der kostenmindernden Erträge aus Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen gemäß Tenorziffer 13.*“ Da a) aktivierte Eigenleistungen, b) Zins- und Beteiligungserträge sowie f) sonstige Erträge und Erlöse keine Kapitalkosten sind, ist die Formulierung für die ÜNB entsprechend anzupassen und hinsichtlich der „Auflösung“ zu konkretisieren. Anpassungsvorschlag „*Kapitalkosten sind …, abzüglich der kostenmindernden Erlöse und Erträge* ***aus der Auflösung von*** *Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen gemäß Tenorziffer 11*“. Zur Frage der aktivischen Behandlung verweisen wir auf Abschnitt 9.2.
14	Grundsätze der Netzkostenermittlung (Tz. 3)	-	Tz. 3.3	Tz. 3 Teil 3 Einzelkosten des Netzes	Die Zuordnung von Kosten zur Tätigkeit der Elektrizitätsübertragung erfolgt bei den ÜNB bereits aufgrund der besonderen Entflechtungsvorgaben gemäß EnWG. Die Vorgaben und Gründe (Rn. 152) zu Einzelkosten und Gemeinkosten zielt auf VNB in vertikal integrierten Unternehmen ab („… sodann innerhalb der energiebezogenen Tätigkeiten der Tätigkeit Elektrizitätsverteilung zuzuordnen.“). Da Schlüsselungen bei ÜNB nicht die Relevanz wie bei VNB haben, kann die Tenorziffer 3.3 entfallen.
15	Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter (Tz. 4)	-			Die Regelung entspricht sinngemäß den Regelungen des § 4 Abs. 5 StromNEV. Diese Regelung ist angemessen und aus Sicht der 4ÜNB nicht zu beanstanden.
16	Dienstleistungen (Tz. 5)	-			Grundsätzlich müssen betriebsnotwendige Kosten vollständig anerkannt werden und somit auch die tatsächlich angefallenen Kosten für Dienstleistungsaufwendungen gemäß GuV. Die Prüfung auf Marktgerechtigkeit soll effiziente Leistungserbringungen auch innerhalb von Konzernstrukturen sicherstellen. Eine pauschale Minderung von tatsächlich angefallenen marktgerechten Dienstleistungskosten, sofern diese innerhalb der Konzernstruktur getätigt werden, führt zu direkten negativen Ergebniseffekten ohne die Möglichkeit diese zu mitigieren, selbst wenn die Inanspruchnahme der Dienstleistung innerhalb der Konzernstruktur der effizienteste Weg ist. Zudem ist es nicht gerechtfertigt, wenn geltende gesetzliche Regelungen im Rahmen der Kostenprüfung nicht anerkannt werden. Im Steuerrecht gilt bei konzerninternen Weiterverrechnungen im nationalen wie im internationalen Rahmen der Drittvergleich (geregelt in R 4.8 EStR/H 4.8 EStH, § 8b Abs. 3 Satz 7 KStG sowie in § 1 Abs. 1 Außensteuergesetz (AStG)). Die Leistungen müssen demgemäß so abgerechnet werden, wie sie auch einem fremden Dritten in Rechnung gestellt werden müssen, d.h. inkl. Gewinnaufschlägen.
17	Aufwandsgleiche Kostenpositionen (Tz. 6)	-	Tz. 6 Satz 1-2	Tz. 6 Teil 1	Satz 1 übernimmt die Regelung aus § 5 Abs. 1 StromNEV. Die im Satz 2 vorgesehene Regelung zur Nichtberücksichtigung durchlaufender Kosten- und Erlöspositionen sollte explizit auf Umlagesachverhalte eingegrenzt werden, um Regelungslücken und Streitfälle zu vermeiden. Kosten im Zusammenhang mit energiewirtschaftlichen Positionen (z. B. Erlöse und Kosten aus Regelarbeit) müssen stets anerkennungsfähig gemäß tatsächlichen Buchungswerten bleiben, um nicht beeinflussbare Ergebniseffekte zu vermeiden.
18	Aufwandsgleiche Kostenpositionen (Tz. 6)	-	Tz. 6 Satz 3	Tz. 6 Teil 2 Zinsaufwendungen und Zinserträge	**<u>Finanzierungsnebenkosten aus dem Zinsergebnis</u>** Zinskosten werden ab 2029 nicht über den Zinsaufwand, sondern durch einen kalkulatorischen Zinssatz gemäß den Vorgaben in Tenorziffer 9.5 pauschal ohne Berücksichtigung eines Aufschlags zur Abdeckung von Fremdkapitalnebenkosten berücksichtigt. In der Rn. 293 der rechtlichen Würdigung begründet die BNetzA die Ablehnung eines pauschalen Zuschlags für Fremdkapitalnebenkosten mit der Berücksichtigung im Rahmen der jährlichen Kostenanpassung „Die Fremdkapitalnebenkosten werden überwiegend bereits über das Jährlichkeitsprinzip abgegolten. Die Berücksichtigung tatsächlich angefallener Fremdkapitalnebenkosten – insbesondere für Beratungs- und Finanzierungsdienstleistungen – erfolgt im Rahmen der jährlichen Kostenanpassung.“ Darunter fallen jedoch nicht die Fremdkapitalnebenkosten im Zinsaufwand, die ab 2029 nach dem Wechsel zum WACC keine Berücksichtigung mehr finden werden. Deshalb muss Tenorziffer 6.1 dahingehend klargestellt werden, dass Fremdkapitalnebenkostenbestandteile, die im Zinsaufwand erfasst werden, als aufwandsgleiche Kosten oder als Aufschlag auf den Fremdkapitalkostensatz im WACC berücksichtigt werden müssen, um signifikante Nachteile gegenüber der bisherigen Anreizregulierung zu verhindern. Diesbezüglich verweisen die ÜNB auf die detaillierten Ausführungen zu Tz. 9.5 Satz 8 (Finanzierungsnebenkosten). **<u>Mit langfristigen Personalrückstellungen einhergehende Zinskosten</u>** Die BNetzA äußert sich im Festlegungsentwurf für den ÜNB-Regulierungsrahmen nicht explizit zum Umgang mit verzinslichen Personalrückstellungen im WACC-Ansatz. In der Tenorziffer 6, Satz 3, gibt die BNetzA jedoch vor, dass Zinsaufwendungen und -erträge nicht in den aufwandsgleichen Kosten und Erträgen Berücksichtigung finden sollen. Diese Aussage impliziert, dass **alle Zinseffekte vollumfänglich über die allgemeine Kapitalverzinsung im WACC abgegolten sind**.

19	Aufwandsgleiche Kostenpositionen (Tz. 6)	-	Tz. 6 Satz 3	Tz. 6 Teil 3 Zinsaufwendungen und Zinserträge	Im aktuellen Regulierungssystem werden sämtliche Aufwendungen (insbesondere Dienstzeitaufwand und Nettozinsaufwand inkl. Zinsänderungseffekt), die mit Pensionsrückstellungen zusammenhängen, über die Anerkennung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenkomponenten in die Netzentgeltkalkulation einbezogen. Auch den VNB und FNB ist es im neuen Regulierungsregime gestattet, sämtliche Zinsaufwendungen aus Versorgungsleistungen aufwandsgleich in den Netzentgelten anzusetzen (vgl. RAMEN Strom, Rechtliche Würdigung, Tz. 11.6.2.5). Die aus dem Festlegungsentwurf für den ÜNB-Rahmen entnehmbare Vorgabe würde hingegen dazu führen, dass die korrespondierenden Zinsaufwendungen keine explizite Berücksichtigung mehr erfahren. Eine Vergütung würde stattdessen über die pauschalierte Kapitalverzinsung erfolgen. Hierbei ist zu beachten, dass Pensionsverpflichtungen bei interner Finanzierung brutto als Pensionsrückstellung zu bilanzieren sind, während bei der externen Finanzierung über Planvermögen eine entsprechende Saldierung mit der Pensionsverpflichtung geboten ist. Sofern die vollständige Pensionsverpflichtung über korrespondierendes Planvermögen ausfinanziert bzw. gedeckt ist, beträgt die bilanzielle Pensionsrückstellung null. Weist ein Übertragungsnetzbetreiber bei externer Finanzierung seiner Pensionsverpflichtungen aufgrund der gebotenen Saldierung keinen bilanziellen Gegenposten in Form eines positiven Deckungsvermögens auf, hinge die Refinanzierung der Aufwandskomponenten vollständig von der Rendite des ausgelagerten Planvermögens ab. **Um daher zu vermeiden**, dass bestimmte Übertragungsnetzbetreiber sowohl **gegenüber der Regelung im Status quo** als auch **gegenüber der Regelung für VNB und FNB** eine **Schlechterstellung erfahren**, sollte es auch den ÜNB ermöglicht werden, sämtliche Aufwandskomponenten, die mit langfristigen Personalrückstellungen einhergehen, aufwandsgleich in den Netzentgelten ansetzen zu dürfen. Ein Transfer der VNB-/FNB-Regelung im Sinne der Vorgaben gem. RAMEN Strom, Rechtliche Würdigung, Tz. 11.6.2.5., Rn. 1096 – 1100 – adäquat angepasst auf die Logik des Jährlichkeitsprinzips im Regulierungssystem der ÜNB – würde dies ermöglichen. Die ÜNB sprechen sich daher für ein **Wahlmodell** aus, das den ÜNB gestattet, sich – im besten Fall sachverhaltsbezogen – **für eine der beiden skizzierten Optionen (d. h. entweder die BNetzA-Vorgabe gem. ÜNB-Rahmen oder die BNetzA-Vorgabe für die VNB gem. RAMEN Strom) zu entscheiden**.
20	Aufwandsgleiche Kostenpositionen (Tz. 6)	-	Tz. 6 Satz 4-6	Tz. 6 Teil 4 Aufwendungen für Anlagenabgänge	Für ÜNB ist eine Übergangslösung zur ergänzenden Berücksichtigung von Anlagenabgänge der Jahre 2022 bis 2028 vorzusehen. Abweichend zum Regulierungsrahmen für Verteilnetz- und Fernleitungsnetzbetreiber besteht für die ÜNB durch den Entfall des Basisjahres der 5. Regulierungsperiode andernfalls keine Möglichkeit, nach dem Basisjahr 2021 aufgetretene Anlagenabgänge geltend zu machen. Eine Übergangslösung hat für die ÜNB aufgrund möglicher Anlagenabgänge in der laufenden Regulierungsperiode infolge der Änderungen im Netzentwicklungsplan deutlich an Relevanz gewonnen. Die Vorgaben zur Bestimmung der Aufwendungen aus Anlagenabgängen für ÜNB sind daher ausgehend von der vorgesehenen Regulierungssystematik einer jährlichen Kostenerfassung wie folgt anzupassen: *„Die Aufwendungen der Anlagenabgänge bestimmen sich auf der Grundlage der kalkulatorischen Anlagenwerte zum 31.12. des dem Anlagenabgang vorausgehenden Jahres. Im ersten Jahr der neuen Regulierungssystematik (Jahr 2029) sind die Anlagenabgänge seit dem Basisjahr 2021 ergänzend zu berücksichtigen, sofern eine regulatorische Berücksichtigung im aktuellen Regulierungssystem nicht erfolgte.“*
21	Aufwandsgleiche Kostenpositionen (Tz. 6)	-	Tz. 6 Satz 7	Tz. 6 Teil 5 Kosten für Maßnahmen der ÜNB nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG	Hinsichtlich des Satzes 7 sind Sinn und Zweck einer Vergleichbarkeit von Redispatch-Kosten nicht nachvollziehbar, auch da sich hierzu die BNetzA nicht in den Festlegungsgründen äußert. Vermutlich handelt es sich um eine fehlerhafte Übertragung aus der StromNEF-Festlegung Tenorziffer 7. Dort regeln Satz 8 und 9 die Vergleichmäßigung von Redispatch-Kosten, damit diese sachgerecht in den Effizienzvergleich der VNB einbezogen werden können (vgl. StromNEF Rn. 290-292). Anpassungsvorschlag: Satz 7 sollte ersatzlos entfallen
22	Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung (Tz. 7)	-			Die ÜNB begrüßen zur Vereinfachung und Vergleichbarkeit mit internationalen Ansätzen die vollständige Umstellung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung ab 2029. Allerdings dürfen sich aus der Umstellung in Zukunft keine ökonomischen Nachteile für die Netzbetreiber ergeben. Das kann nur durch eine barwertneutrale Umstellung sichergestellt werden. Der Umstellungszeitpunkt zum 31.12.2026 analog den VNB in der Anreizregulierung stellt eine Schlechterstellung der ÜNB gegenüber dem Status quo dar. Bei Fortführung der Nettosubstanzerhaltung in der 5. Regulierungsperiode in Verbindung mit dem Jährlichkeitsprinzip würde die Verzinsungsbasis für das Jahr 2029 in den Jahren 2027 bis 2029 dreimal um die anlagenspezifischen Preisindizes erhöht. Da sämtliche Anlagen der ÜNB ab 2029 mit dem Nominalzinssatz verzinst werden, ist eine Indizierung der Verzinsungsbasis für 2029 nicht erforderlich und somit der 31.12.2028 als Umstellungszeitpunkt festzulegen. Die unterbleibende Indizierung der Anlagen in den Jahren 2027 und 2028 führt somit zu einer Benachteiligung der ÜNB. Ohne Anpassung des Umstellungszeitpunkts auf den 31.12.2028 ist der erforderlich barwertneutrale Ausgleich für ÜNB daher kaum möglich. Die unterschiedliche Behandlung von VNB und ÜNB ist in diesem Fall aufgrund der ausschließlichen Anwendung des Jährlichkeitsprinzips bei den ÜNB erforderlich und sachlich gerechtfertigt. Aus Sicht der BNetzA steht ein barwertneutraler Ausgleich zudem unter der Prämisse, dass die anlagenspezifischen Preisindizes der im Nominalzins enthaltenen Preissteigerung entsprechen. Diese vereinfachende Annahme trifft in der Realität jedoch nicht zu. In der Vergangenheit lagen die anlagenspezifischen Preisentwicklungen teilweise deutlich über dem Verbraucherpreisindex, den die BNetzA bei der Realkapitalerhaltung allgemein zum Ausgleich der Inflation im Nominalzins berücksichtigt. Angesichts aktueller Entwicklungen ist auch in Zukunft nicht mit einer Umkehr zu rechnen. Um einen barwertneutralen Übergang dennoch zu ermöglichen ist zumindest der Umstellungszeitpunkt wie von den ÜNB in ihrer Stellungnahme zum Entwurf der Methodenfestlegung der Strom/Gas NEF bereits gefordert auf den Zeitpunkt der letztmaligen Anwendung des Nettosubstanzerhalts (31.12.2028 statt 31.12.2026) zu beziehen und in der jährlich aktualisierten Kapitalkostenermittlung gemäß Tenorziffer 8 (Abschreibungen) und zusätzlich Tenorziffer 9 (kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung) ab dem 01.01.2029 zu

23	Kalkulatorische Abschreibungen (Tz. 8)	-	Tz. 8.1 Satz 4	Tz. 8 Teil 1 Aktivische Absetzbarkeit von Zuschüssen	Mit Tz. 8.1 Satz 4 adressiert die BNetzA die negativen Auswirkungen, welche sich bei Verwendung von Investitionszuschüssen auf den Cashflow der ÜNB ergeben. Der nachteilige Effekt resultiert dabei aus dem Auseinanderfallen der langen Abschreibungszeiträume für Anlagegüter (durchschnittlich 30-35 Jahre) und dem signifikant kürzeren Auflösungszeitraum für Investitionszuschüsse (pauschal 20 Jahre). Die ÜNB sind besonders von dieser Problematik betroffen, weil sie in großen Umfang Engpasserlöse investiv verwenden. Um „unangemessene Härten“ zu vermeiden und einen „zeitlichen Gleichlauf von Abschreibung und Auflösung der Zuschüsse“ sicherzustellen, möchte die BNetzA mit Tz. 8.1 Satz 4 die Möglichkeit zur aktivischen Absetzung von Investitionszuschüssen schaffen. Während die ÜNB den zeitlichen Gleichlauf grundsätzlich begrüßen, halten sie die Regelung in der vorliegenden Form aus drei Gründen für ungeeignet, die intendierte Wirkung zu erreichen: Erstens widerspricht eine aktivische Absetzung dem grundsätzlichen Erfordernis, Zuschüsse weiterhin gemäß der bestehenden Regulierungssystematik wie Fremdkapital zu behandeln. Nachteile hieraus könnten durch eine Anhebung der Auflösungsdauer von 20 auf die durchschnittliche Nutzungsdauer der Anlagegüter von ca. 30 bis 35 Jahre reduziert werden. Zweitens sieht die Tenorierung lediglich eine aktivische Absetzung von den in Tz. 8.1 Satz 3 definierten Anschaffungs- und Herstellungskosten für Fertiganlagevermögen vor. In der Praxis weisen die gemäß Art.19 Abs. 2 EU-VO 2019/943 zur investiven Verwendung der Zuschüsse in Frage kommenden Projekte jedoch lange Bauphasen auf, in denen noch gar keine Fertiganlagen in ausreichender Höhe vorhanden sind. In den allermeisten Fällen wird daher keine aktivische Kürzung möglich sein und die investiv verwendeten Engpasserlöse müssten stattdessen gemäß Tz. 11 Satz 3 ab Vereinnahmung über 20 Jahre aufgelöst werden. Da den Auflösungsbeträgen auf der Erlösseite jedoch noch keine Abschreibungen gegenüberstehen, käme es zu noch nachteiligeren Auswirkungen auf die Cashflows und damit erneuten „unangemessenen Härten“. Um dies zu vermeiden wäre die Regelung zwingend dahingehend anzupassen, dass Investitionszuschüsse nicht erst von Fertiganlagen, sondern bereits von Anzahlungen und Anlagen im Bau aktivisch abgesetzt werden können.
24	Kalkulatorische Abschreibungen (Tz. 8)	-	Tz. 8.1 Satz 4	Tz. 8 Teil 2 Aktivische Absetzbarkeit von Zuschüssen	Drittens erstreckt sich die Möglichkeit zur aktivischen Absetzung lediglich auf Investitionszuschüsse, welche ab 2029 vereinnahmt werden. Für die bis 2028 verwendeten Engpasserlöse ist folglich keine Korrektur der „unangemessenen Härten“ vorgesehen, obwohl es sich dabei um erhebliche Volumina handelt. Zwischen 2019 und 2024 haben die ÜNB bereits Engpasserlöse im Umfang von ca. 1,6 Mrd. Euro zur Finanzierung von Investitionen verwendet (siehe Engpasserlösberichte der BNetzA). Bis 2028 ist eine weitere investive Verwendung in Milliardenhöhe möglich und planerisch vorgesehen. Dass sich diese Investitionszuschüsse aufgrund der 20-jährigen Auflösungsdauer noch bis 2047 negativ auf die Cashflows der ÜNB auswirken werden, unterstreicht die Notwendigkeit für einen in der Kommentierung zu Tz. 9.2 geforderten Bestandsschutz bzw. eine Übergangslösung. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die regulatorische Praxis zu einem Auseinanderlaufen handelsrechtlicher und kalkulatorischer Abschreibungsgrundlagen führen würde, da eine aktivische Kürzung im Handelsrecht nicht in gleicher Form für alle Investitionszuschüsse zulässig wäre.
25	Kalkulatorische Abschreibungen (Tz. 8)	-	Tz. 8.2 Satz 1-3	Tz. 8 Teil 3 Nutzungsdauern	Eine schnelle Refinanzierung der getätigten Investitionen ist für Übertragungsnetzbetreiber im Wachstumsumfeld entscheidend, um Liquidität zu sichern und Finanzierungskosten zu minimieren. Kurze Amortisationszeiten reduzieren Zins- und Marktrisiken, unterstützen die verlässliche Einhaltung von Covenants und stärken die Bilanzqualität, die wiederum finanzielle Flexibilität für zukünftiges Wachstum schaffen. Im Rahmen des Netzausbaus werden derzeit neue, innovative Industriestandards eingeführt, für die bislang keine Betriebserfahrungen vorliegen. Neue Technologien weisen in der Regel eine erhöhte Fehleranfälligkeit auf, die mit erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer verbunden sind. Um diese Risiken angemessen zu berücksichtigen, sollte die regulatorische Nutzungsdauer für neue Technologien verkürzt und dementsprechend ggf. zusätzliche Anlagengruppen vorgesehen werden, insbesondere für die neue 2 GW DC-Technologie. In Ergänzung zum Festlegungsentwurf ist auch für Freileitungen eine HGÜ-Anlagengruppe vorzusehen.
26	Kalkulatorische Abschreibungen (Tz. 8)	-	Tz. 8.3 Satz 1-5	Tz. 8 Teil 4 Kalkulatorischer Restwert	Kein Kommentierungsbedarf
27	WACC (Tz. 9.1)	-			Die Umstellung der Kapitalkostenvergütung auf ein WACC-Modell wird von den ÜNB ausdrücklich unterstützt. Voraussetzung hierbei ist die Verbesserung der Finanzierungsfähigkeit bei Einführung des neuen Modells. Die ÜNB verweisen an dieser Stelle auf ihre Ausführungen in der Stellungnahme der vier Übertragungsnetzbetreiber zu den BNetzA-Eckpunkten zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber vom 17.04.2025 sowie auf die ÜNB-Stellungnahmen zum Festlegungsentwurf zur StromNEF vom 30.07.2025 und zum Festlegungsentwurf zur Methodenfestlegung Kapitalverzinsung vom 18.08.2025. Mit dem neuen WACC-Modell ergeben sich neben Vorteilen aus Vereinfachungen und erhöhter Vergleichbarkeit jedoch einige signifikante Nachteile gegenüber der bisherigen Methodik. Insbesondere der anteilige Abzug von Zuschüssen von der Eigenkapitalverzinsung (Tz. 9.2) sowie Anpassungen bei der Mittelwertbildung von Anlagen im Bau (Tz. 9.2) entgegen der BGH-Rechtsprechung EnVR 42/14 vom 10.11.2015 führen zu signifikanten Nachteilen bei der Ermittlung der Verzinsungsbasis. Aus Vertrauensschutzgründen sehen die vier ÜNB Anpassungsbedarf am Entwurf der Rahmenfestlegung vom 10.12.2025, um Nachteile angemessen zu kompensieren. Detaillierte Erläuterungen hierzu finden sich unter den entsprechenden Tenorziffern.

28	Verzinsungsbasis (Tz. 9.2)	-	Tz. 9.2 Satz 1	Tz. 9.2 Teil 1 Kürzung von Zuschüssen Zinsbonus	**<u>Kürzung von Zuschüssen</u>** Tenorziffer 9.2 Satz 1 sieht vor, dass Zuschüsse zukünftig von der gesamten Verzinsungsbasis in Abzug gebracht werden und damit anteilig sowohl die Eigenkapital- als auch die Fremdkapitalverzinsung schmälern. Bisher erfolgt der Abzug von Zuschüssen sowohl im System der Investitionsmaßnahmen als auch im System der Kapitalkostenermittlung im Basisjahr ausschließlich von der Fremdkapitalverzinsung. Auch im erst 2024 für ÜNB eingeführten System des Kapitalkostenaufschlags findet nach dem Übergang in das System des Basisjahrs – und damit für den Großteil der Kapitalbindungsdauer – keine Minderung der Eigenkapitalverzinsung statt. Die angedachte Abkehr von der etablierten Regulierungspraxis würde zu einer signifikanten Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit von Projekten führen, bei denen Zuschüsse in der Vergangenheit eingesetzt wurden oder zukünftig eingesetzt werden. Um eine Verschlechterung der Investitionsbedingungen gegenüber dem Status Quo zu verhindern, sprechen sich die ÜNB ausdrücklich dafür aus, an der etablierten und sachlich korrekten Regulierungspraxis festzuhalten und Zuschüsse auch zukünftig ausschließlich vom Fremdkapital in Abzug zu bringen. Die Notwendigkeit der Fortführung dieser Praxis ergibt sich für ÜNB nicht zuletzt daraus, dass sie bereits seit 2019 Zuschüsse vor allem aus Engpasserlösen in „beträchtlicher Höhe“ investiv verwenden, wie die BNetzA in Rn. 198 selbst feststellt. Bis 2028 ist eine weitere investive Verwendung in Milliardenhöhe möglich und planerisch vorgesehen. Den investiven Verwendungen seit 2019, wie auch den aktuell geplanten investiven Verwendungen zukünftiger Engpasserlöse und Strukturfördermittel der nächsten Jahre lagen bzw. liegen dabei bewusste Entscheidungen zugrunde, die durch eine Abkehr von der etablierten Praxis nachträglich entwertet würden. Entgegen den Aussagen der BNetzA im Workshop vom 09.05.2025 handelt es sich bei dieser Verwendungsentscheidung nicht um die Umsetzung einer europarechtlichen Pflicht, sondern gemäß Art.19 Abs. 2 EU-VO 2019/943 um die Ausübung eines Wahlrechts zwischen mehreren gleichgestellten Verwendungsmöglichkeiten. Wie die BNetzA in ihrem Engpasserlösbericht selbst feststellt, können Engpasserlöse nicht nur investiv, sondern alternativ auch zur Stabilitätskompensation oder für koordinierte Entlastungsmaßnahmen verwendet werden (vgl. Engpasserlösbericht der BNetzA 2024, S. 3). Durch die vorgesehene Änderung der Regulierungspraxis würden die Grundlagen von Finanzierungsentscheidungen im Milliardenumfang rückwirkend verändert und die Rentabilität der betreffenden Projekte nachträglich entwertet. Aufgrund der signifikanten Volumina, welche durch die nachträgliche Schlechterstellung betroffen wären, ohne dass diese zum Zeitpunkt der Verwendung absehbar gewesen wäre, bedürfte es für ÜNB daher mindestens eines Bestandsschutzes bzw. einer Übergangslösung für bis zum 31.12.2028 verwendete Zuschüsse.
29	Verzinsungsbasis (Tz. 9.2)	-	Tz. 9.2 Satz 1	Tz. 9.2 Teil 2 Kürzung von Zuschüssen Zinsbonus	Auch die von der BNetzA in Tz. 8.1 Satz 4 angedachte Wahlmöglichkeit zur aktivischen Absetzung von Investitionszuschüssen und die damit verbundene Verlängerung der Auflösungsdauer von Zuschüssen kann hier keine Abhilfe schaffen. Ungeachtet dessen, dass die wirtschaftliche Wirkung der Auflösungsdauer nachteiligen Wirkung auf die Kapitalverzinsung nicht ansatzweise kompensieren kann, kann die angedachte Wahloption zum aktivischen Abzug nicht für Projekte greifen, für bereits in der Vergangenheit Zuschüsse verwendet wurden. Für diese werden die pauschalen 20-jährigen Auflösungszeiträume noch bis weit über 2040 hinaus fortbestehen. Daher wäre es mindestens für Zuschüsse, die bis zum 31.12.2028 vereinnahmt und eingesetzt werden erforderlich und sachgerecht, den kalkulatorischen Abzug weiterhin lediglich von der Fremdkapitalverzinsung vorzunehmen. **<u>Zinsbonus</u>** Sollte die BNetzA dennoch an der bisherigen Tenorierung festhalten, muss für die ÜNB dem Grunde nach eine vergleichbare Regelung, wie für Verteilnetz- und Fernleitungsnetzbetreiber gefunden werden. Für diese sieht Tenorziffer 11 der StromNEF einen Zinsbonus für Baukostenzuschüsse sowie Investitionszuschüsse vor. Die hierfür in Rn. 420 der StromNEF angeführte Begründung trifft dabei ebenso für Baukostenzuschüsse sowie Investitionszuschüsse der ÜNB zu: *„Ein effizienter Netzbetreiber ist mithin ohnehin gehalten, Baukostenzuschüsse zu erheben. Die Erhebung dem Grunde und der Höhe nach ist jedoch mit Wertungen verbunden, die es als sinnvoll und erforderlich erscheinen lassen, Netzbetreiber zur Einwerbung entsprechender Zuschüsse anzureizen, d.h. zu belohnen. Jeder Zuschuss, der zusätzlich gegenüber Dritten eingeworben wird, wirkt aufgrund der Regelung in Tenorziffer 13 [Kostenmindernde Erlöse und Erträge] kostenmindernd“ (vgl. StromNEF, Rn. 420, S. 136).* Ein reiner Übertrag der Zinsbonus-Regelung der StromNEF – die lediglich Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse berücksichtigt, welche nach dem 31.12.2028 vereinnahmt und welche nicht länger als fünf Jahre aufgelöst wurden – würde die Sondersituation der ÜNB jedoch nicht gerecht werden. Im Vergleich zu Verteilnetz- und Fernleitungsnetzbetreibern spielen Zuschüsse für ÜNB aufgrund des oben beschriebenen Sachverhalts der Engpasserlöse eine deutlich gewichtigere Rolle, weshalb die Nichtanwendung der Zinsbonusregelung schwer nachvollziehbar und begründbar wäre. Ein Zinsbonus für Übertragungsnetzbetreiber müsste gerade auch deshalb durch deutliche Anhebung der Quote und/ oder Anwendungsdauer angepasst werden, damit sich – sowohl für ab dem 01.01.2029 als auch bis zum 31.12.2028 verwendete Zuschüsse – kein wirtschaftlicher Nachteil zum Status quo ergibt und der wichtige Beitrag von Zuschüssen zur Finanzierung des Netzausbau nicht beeinträchtigt wird. Für einen Ausgleich des Renditenachteils ist der Zinsbonus auf einen Umfang von 30 % über eine Laufzeit von 20 Jahren bzw. auf einen Umfang von 50 % bei einer Laufzeit von 5 Jahren anzuwenden.
30	Verzinsungsbasis (Tz. 9.2)	-	Tz. 9.2 Satz 1	Tz. 9.2 Teil 3 Kürzung von Zuschüssen Zinsbonus	Ein weiterer Anpassungsbedarf ergibt sich hinsichtlich Tz. 11 Satz 3 StromNEF, wonach Investitionszuschüsse, welche aktivisch abgesetzt wurden, vom Zinsbonus ausgenommen werden, „da sie der Höhe nach nicht ohne weiteres ermittelbar sind“ (vgl. StromNEF, Rn. 417). Diese Einschränkung trifft unseres Erachtens für ÜNB nicht zu. Die Höhe der abgesetzten Zuschüsse kann vielmehr einfach und transparent als Abzugsbetrag von den gesamten Anschaffungs- und Herstellungskosten ausgewiesen – wie dies im Prinzip heute bereits bezüglich der Bereinigung der AHK aus Investitionsmaßnahmen von den gesamten AHK im Erhebungsbogen zum Kapitalkostenaufschlag erfolgt – und als Restwerte fortgeführt werden.

31	Verzinsungsbasis (Tz. 9.2)	-	Tz. 9.2 Satz 2-4	Tz. 9.2 Teil 4 Hinzurechnung von Vermögenskomponenten	**Finanzanlagen** Die fehlende Berücksichtigung der Finanzanlagen stellt die Vermögenswerte der ÜNB unvollständig dar und führt zu einem Nachteil gegenüber dem bisherigen Vorgehen. Das betrifft insbesondere bisher als betriebsnotwendig anerkannten Beteiligungen wie bspw. an den Regionalen Koordinierungszentren, die aus Gründen der Systemverantwortung gehalten werden müssen und höchstens sehr geringe Erträge erwirtschaften. Der Verzicht auf die Anerkennung dieser Bilanzposition kann nur akzeptiert werden, wenn die wirtschaftlichen Nachteile gegenüber dem bisherigen Ansatz in der Verzinsungsbasis durch geeignete Kompensationsmaßnahmen an anderer Stelle ausgeglichen werden (z. B. beim Umlaufvermögen). **Umlaufvermögen** Die pauschale Begrenzung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens von ÜNB auf 1/24 der Netzkosten widerspricht den tatsächlichen Verhältnissen der ÜNB. Die ÜNB verweisen hierzu auch auf ihre Ausführungen in der 4ÜNB-Stellungnahme zur StromNEF vom 30.07.2025. **Abbildung von Anlagen im Bau** Die fehlende Berücksichtigung von Anlagen im Bau im Fertigstellungsjahr widerspricht einer konsistenten und vollständigen Erfassung der Kapitalkosten und führt im Ergebnis zu einer unvollständigen Verzinsung der Investitionen der Netzbetreiber. Die ergänzende Erfassung des Anfangsbestands der Fertiganlagenwerte im Inbetriebnahmejahr der Anlagen stellt eine notwendige und zwingende Folgeänderung aufgrund der Einführung der jahresbezogenen Abschreibungssystematik bei der Entgeltkalkulation dar. Eine vollständige bzw. teilweise Rücknahme dieser Anpassung durch Kürzungen von Anlagenwerten im Anfangsbestand verhindert eine vollständige und konsistente Ermittlung der Kapitalkosten über die Lebensdauer der Investition.
32	Verzinsungsbasis (Tz. 9.2)	-	Tz. 9.2 Satz 2-4	Tz. 9.2 Teil 5 Hinzurechnung von Vermögenskomponenten	Der BGH hat im Beschluss vom 10.11.2015 (BGH EnVR 42/14) zur Mittelwertbildung aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand die Notwendigkeit einer Gesamtbetrachtung festgestellt. Die vollständige Berücksichtigung der Anlagen im Bau im Jahresanfangsbestand des Fertigstellungsjahres dient der Kompensation der durch die Zugangsfiktion zum 01.01. bedingten systematischen Reduktion der Verzinsungsbasis während der gesamten Laufzeit der Anlage. Mit diesem Vorgehen kann unter Berücksichtigung des Zwecks der kalkulatorischen Verzinsung die Kapitalbindung von der Zeit der Herstellungsphase, über die Fertigstellung bis zum Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer betrachtet, zutreffend abgebildet und eine Verzinsungslücke vermieden werden. Der BGH führt in Rd. 28 aus: „Hinsichtlich der Verzinsung des Eigenkapitals führt die auf ganze Jahre bezogene Betrachtung hingegen dazu, dass er im Jahresendbestand – und damit im Anfangsbestand des jeweils drauffolgenden Jahres – anzusetzende Wert, der in die Basis für die Verzinsung einfließt, geringer ausfällt als bei einer monatsscharfen Abschreibung“. Gemäß BGH sind die Zugänge von Fertiganlagen vollständig im Jahresanfangsbestand zu berücksichtigen, auch wenn für diese teilweise schon in einem vergangenen Jahr Anlagen im Bau aktiviert wurden (Rd. 39). Der Senat erläutert, dass diese Vorgehensweise eine Kompensation für den Verzinsungsnachteil aus dem vorgezogenen Abschreibungsbeginn zum 01.01. im Vergleich zum durchschnittlich gebundenen Kapital bei einer monatsscharfen Abschreibung darstellt (Rd. 40). Aus Sicht des Netzbetreibers ist es dabei unerheblich, ob die Fertigstellung „direkt“ oder mit Umbuchung aus einer Anlage im Bau des Vorjahres erfolgt. Ausschlaggebend für den Verzinsungsnachteil ist die Zugangsfiktion zum 01.01. und nicht ein gegebenenfalls vorhandener Anfangsbestand (aus Anlagen im Bau). Da Kürzungen der Verzinsungsbasis nur erfolgen, wenn bereits Anlagen im Bau aus Vorjahren erfasst wurden, würde diese Regelung eine starke Benachteiligung für ÜNB mit einem hohen Anteil an Großprojekten mit mehrjährigen Realisierungsdauern bedeuten.
33	Kapitalquote (Tz. 9.3)	-			Die Festlegung verbindlicher Kapitalquoten auf Ebene der Methodenfestlegung erhöht die Sicherheit, Transparenz und Planbarkeit im Hinblick auf die realisierbare Kapitalverzinsung und ist daher grundsätzlich zu begrüßen. Die BNetzA sieht in dem Entwurf der Rahmenfestlegung eine Eigenkapitalquote von 40 % Eigenkapital und eine Fremdkapitalquote von 60% vor. Die Herangehensweise des BNetzA-Gutachters, zur Ableitung geeigneter regulatorischer Kapitalquoten auf Peer Group-Verschuldungen, Präzedenzfälle in der internationalen Regulierungspraxis und Einordnungen von Ratingagenturen abzustellen (vgl. Frontier Economics, Randl, Zechner 2025, S. 56 ff.), ist grundsätzlich nachvollziehbar. Die Untersuchungen ergeben eine Bandbreite für die Fremdkapitalquote von 40 % bis 60 %. Damit hat die BNetzA sich für die Festlegung der Eigenkapitalquote im WACC an der aus der gutachterlichen Analyse resultierenden Bandbreitenuntergrenze orientiert. Die Festlegung der **Eigenkapitalquote im WACC auf 40 % wäre für die ÜNB grundsätzlich vertretbar**. Die ÜNB halten es jedoch weiterhin für **erforderlich, dass der Abzug von Zuschüssen und Engpasserlösen nur vom Fremdkapitalanteil erfolgt**, da ansonsten bezogen auf die Vermögensbasis effektiv keine 40 % verzinst würden. Zudem möchten wir nochmals ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass in mehreren Regulierungssystemen (z.B. in den Niederlanden, Schweden, Finnland, Italien) auch höhere Eigenkapitalanteile zur Anwendung kommen (vgl. NERA 2024, S. 7). Aus Sicht der ÜNB wäre in Hinblick auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit somit auch ein höherer Eigenkapitalanteil möglich bzw. vertretbar. Wir verweisen in diesem Zusammenhang auch auf die Stellungnahme zum Festlegungsentwurf Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1) der Übertragungsnetzbetreiber vom 18.08.2025.

34	Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes (Tz. 9.4)	-	Tz. 9.4 Satz 1	Tz. 9.4 Teil 1	**<u>Übernahme der finalen Festlegung EK-Zins</u>** Im Festlegungsentwurf für den ÜNB-Regulierungsrahmen (GBK-25-01-1#2) wird unter Tenorziffer 9.4 („Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes“) der für die ÜNB maßgebliche Eigenkapitalzinssatz nicht im laufenden Konsultationsverfahren diskutiert, sondern verbindlich aus der von der Behörde bereits beschlossenen Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1) übernommen. Aus prozessualer Sicht ist dies kritisch zu sehen, weil damit ein zentraler, hochwirksamer Parameter der WACC-Bestimmung dem Diskurs in diesem Verfahren entzogen wird. Die beschränkte Anhörungsmöglichkeit führt dazu, dass Rückmeldungen der ÜNB zur allgemeinen Methodendiskussion der Parameter des EK-Zinssatzes, die sich aus der besonderen Situation der ÜNB in Verbindung mit dem vorliegenden Festlegungsentwurf zum ÜNB-Regulierungsrahmen heraus ergeben, nicht mehr in die Vorgaben für die Ermittlung des EK-Zinssatzes einfließen können. In Bezug auf die inhaltlichen Anmerkungen der ÜNB zu den allgemeinen methodischen Erwägungen bei der Ermittlung der einzelnen Parameter des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes verweisen wir auf unsere Stellungnahme zur Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1) vom 18.08.2025. Die Modularisierung von Methodenfestlegungen ist grundsätzlich sinnvoll. Sie darf aber nicht dazu führen, dass in einem Konsultationsverfahren die wichtigsten Stellhebel des Gesamtpakets faktisch einer Anhörung entzogen werden und dadurch die Gesamtbewertung des Regulierungsrahmens nicht möglich ist. **Dies steht dem Argument der BNetzA entgegen, dass der Regulierungsrahmen nicht über einzelne Regelungen, sondern als Ganzes betrachtet werden sollte.** In der finalen Festlegung des ÜNB-Regulierungsrahmens sollte deshalb eine Öffnungsklausel für ÜNB ergänzt werden, die keine vollumfängliche Anwendung des Dokuments GBK-25-02-3#1 vorsieht. **<u>EK-Zins-Aufschlag</u>** Im Ergebnis ist es aus prozessualer und materieller Sicht kritisch, dass Tenorziffer 9.4 den Eigenkapitalzinssatz strikt aus der bereits final beschlossenen Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung übernimmt und damit die für Verteil- und Fernleitungsnetzbetreiber geltende Branchenmethodik automatisch auf ÜNB anwendet. Wir sehen damit insbesondere die Gefahr der faktischen Präjudizierung ÜNB-spezifischer Erwägungen: Die vollumfängliche Anwendung der allgemeinen, für VNB und FNB geltenden Methodik zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes verwehrt der BNetzA im ÜNB-Festlegungsprozess die Möglichkeit, ÜNB-spezifische Sonderbedarfe – insbesondere die Etablierung eines EK-Zins-Aufschlags zur Abdeckung von Risiken, die für ÜNB nicht angemessen berücksichtigt werden – überhaupt verfahrenswirksam zu prüfen bzw. festzulegen. Der Querverweis auf die Branchenfestlegung GBK-25-02-3#1 verhindert eine sachgerechte Berücksichtigung des spezifischen ÜNB-Risikoprofils.
35	Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes (Tz. 9.4)	-	Tz. 9.4 Satz 1	Tz. 9.4 Teil 2	**Die ÜNB haben den Einfluss der außerordentlichen Investitionsumfänge auf die Risikobewertung und die dafür erforderliche Kompensation durch die Beratungsgesellschaft NERA Economic Consulting untersuchen und bewerten lassen. Das Gutachten „Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina“ ist als Anlage 1 der Stellungnahme beigefügt.** **Das Gutachten bestimmt mit dieser Methode eine Bandbreite des notwendigen EK-Zins Aufschlags zur Abdeckung der zusätzlichen Risiken aus dem Investitionsprogramm der ÜNB von 1,0 bis 1,6 % nach Steuern. Eine detaillierte Beschreibung des Modellansatzes zur Quantifizierung der Risiken ist dem Kapitel 4 des NERA-Gutachtens zu entnehmen.** Die ÜNB befinden sich in einer Phase mit einem im historischen Vergleich beispiellosen Investitionsaufkommen. Diese besondere Situation wird durch einen systematischen Vergleich des Investitionsaufkommens - dargestellt anhand von Wachstumskennzahlen über den Zeitraum von 2009 bis 2022 mit dem Investitionsaufkommen der Gesamtbranche belegt. Die Analyse zeigt, dass sich die ÜNB in einem deutlichen und gegenüber der Gesamtbranche abgegrenzten Sondersituation in Bezug auf das Investitionsaufkommen befinden. Die Details der Analyse sind dem Kapitel 2 des beiliegenden NERA-Gutachtens zum CAPEX-Aufschlag zu entnehmen. Auch die BNetzA kommt zu diesem Schluss, in dem Sie in Randnummer 84 des Festlegungsbeschlusses folgende Feststellung trifft: „Aufgrund der starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie der Systemaufgaben für Deutschland und im Europäischen Binnenmarkt erscheint es hier in größerem Umfang notwendig, von der bisherigen Regulierungssystematik abzuweichen und gesonderte Regelungen für Übertragungsnetzbetreiber zu treffen.“ Mit den hohen Investitionen gehen zusätzliche Risiken einher, die sich nur unter den besonderen Bedingungen eines außerordentlichen und substanziellen Investitionsaufkommens und damit einhergehenden Wachstums einstellen. Diese Risiken müssen durch die Kapitalgeber getragen werden und führen ohne eine adäquate Kompensation zu einem unausgewogenen Chancen-/Risikoprofil für Investitionen in das deutsche Übertragungsnetz. Die zusätzlichen Risiken für Kapitalgeber in der Wachstumsphase sind dem Kapitel 3 des NERA-Gutachtens zu entnehmen. Um eine angemessene Kompensation der Risiken zu gewährleisten ist eine ergänzende Vergütung der zusätzlichen Risiken zu gewähren. Die Vergütung von zusätzlichen Risiken aus besonders hohen Investitionsbedarfen wird aus der praktizierten Risikobewertung und -bepreisung von Fremdkapitalaufnahmen übernommen. Die ÜNB und NERA hatten die Notwendigkeit sowie erste Methodenvorschläge bei verschiedenen Gelegenheiten (u.a. Expertenaustausch am 09.05.2025 und Stellungnahme zur Methodenfestlegung Kapitalverzinsung vom 18.08.2025) bereits im vergangenen Jahr vorgestellt.

36	Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes (Tz. 9.4)	-	Tz. 9.4 Satz 1	Tz. 9.4 Teil 3	Die BNetzA lehnt trotz der Anerkennung der Sondersituation und der damit einhergehenden besonderen Anforderungen der ÜNB eine Vergütung der Risiken aus dem hohen Investitionsaufkommen ab. Die dafür benannten Gründe sind nicht zutreffend und werden nachfolgend nochmals eingeordnet. These 1: Der Betafaktor bildet den hohen Investitionsbedarf sowie die damit verbundenen Risiken bereits ab. Die BNetzA bestimmt den Eigenkapitalzinssatz auf Basis des CAPM unter Berücksichtigung der Risiken einer Vergleichsgruppe von börsennotierten Netzbetreibern. Die daraus resultierende Risikovergütung erfasst ausschließlich die im Durchschnitt dieser Gruppe erfassten Risiken. Da das Ausmaß des Investitionsaufkommens der deutschen ÜNB zumindest ab dem Jahr 2022 deutlich und signifikant über dem Aufkommen der Vergleichsgruppe liegt, sind die entstehenden Risiken nicht bzw. nur zu einem Bruchteil in der Methodik des EK-Zinssatzes abgebildet. Die Methodik des von NERA konzipierten CAPEX-Aufschlags gewährleistet, dass nur die Risikodifferenz gegenüber der Beta-Gruppe als ergänzendes Risiko vergütet wird. These 2: Der Regulierungsrahmen für die ÜNB bildet die Sondersituation der ÜNB aufgrund des hohen Investitionsbedarfs anderweitig ab, sodass ein CAPEX-Aufschlag entbehrlich ist. Es ist nicht ersichtlich welche konkreten Regelungen die entstehenden zusätzlichen Kosten aufgrund des außerordentlich hohen Investitionsaufkommens abdecken sollen. Die Anwendung einer kostenorientierten Regulierung ist auch in den meisten anderen Ländern der Beta-Vergleichsgruppe vorzufinden und stellt daher kein Alleinstellungsmerkmal der deutschen Regulierung dar. Darüber hinaus führt die Unsicherheit über die künftige Ausgestaltung der Effizienzinstrumente und unbekannten Effizienzmaßstäbe bei der künftigen Kostenprüfung der BNetzA zu steigenden Risiken für die ÜNB. These 3 und 4: Aufgrund der hohen Investitionsbedarfe bei vielen Netzbetreibern käme es zu einer (zu) weitläufigen Anwendung des CAPEX-Aufschlags und zu Fehlanreizen für eine Überkapitalisierung. Die Ermittlung des EK-Zinszuschlags ist so konzipiert, dass für den Ermittlungszeitraum der Jahre 2022 bis 2026 der weitaus überwiegende Teil der Investitionen bereits realisiert und damit nicht mehr beeinflussbar ist. Ein mögliches Anpassungsverhalten kann damit fast keine Wirkung mehr entfalten. Darüber hinaus ist für die ÜNB festzustellen, dass deren Investitionsbedarfe durch einen öffentlich-rechtlichen Prozess formal geprüft und bei energiewirtschaftlicher Notwendigkeit gesetzlich bestätigt werden. Für ÜNB ergibt sich damit kein bzw. nur ein stark eingeschränkter Spielraum auf die Höhe des Investitionsaufkommens. Zu diesem Entschluss kommt auch die BNetzA in den Begründungen zum Festlegungsentwurf. In Randnummer 108 wird dazu ausgeführt: „Da die Übertragungsnetzbetreiber nach den öffentlich-rechtlichen Bedarfsfeststellungen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) und dem EnWG grundsätzlich verpflichtet sind, Investitionen in der oben genannten Größenordnung und für die genannten Zielzeiträume zu realisieren, bleibt ihnen hinsichtlich des Umfangs der Ausbauverpflichtung vergleichsweise wenig Spielraum.“
37	Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes (Tz. 9.4)	-	Tz. 9.4 Satz 1	Tz. 9.4 Teil 4	These 5: Der CAPEX-Aufschlag führt bei den ÜNB vor dem Hintergrund des Beschleunigungsanreizes (Redispatch-Bonus) zu einer Doppelvergütung. Der EK-Zinszuschlag vergütet zusätzliche Risiken durch das besonders hohe Investitionsaufkommen und erfasst deren Kosten als Teil der verbindlich festzuschreibenden Kapitalkostenvergütung. Der Beschleunigungsanreiz stellt eine ergänzende Vergütungsmöglichkeit als Anreiz für erzielte Redispatcheinsparungen dar, wobei der Anspruch ungewiss und von der Zielerreichung abhängig ist. These 6: Für die Anwendung eines CAPEX-Aufschlags existieren kaum Präzedenzfälle. Wie die Analysen von NERA aufzeigen, befinden sich die deutschen ÜNB in einer sowohl im historischen Vergleich als auch im Durchschnitt zu Branchenunternehmen in einer außerordentlichen und beispiellosen Situation. Da keine vergleichbare Situation in dem gleichen Umfang im Ausland vorliegt, sind auch die dafür erforderlichen ergänzenden Vergütungsregelungen nicht bzw. nur in Einzelfällen vorzufinden. Die von NERA aufgezeigten Anwendungsfälle zeigen jedoch bereits die Notwendigkeit der Risikovergütung hoher Investitionen auf, wenn für einzelne Geschäftsfelder von Netzbetreibern (Offshore in den Niederlanden) oder vergleichbare Infrastrukturbetreiber (Flughafen in Großbritannien) in außerordentlichen Wachstumsphasen Zuschläge bei der Verzinsung erfasst werden. Wir regen daher an, die Anwendung des EK-Zinssatzes aus GBK-25-02-3#1 im ÜNB-Rahmen durch eine explizite Öffnungsklausel bzw. ÜNB-spezifische Anpassungsoption zu ergänzen. Nachstehend unterbreiten wir einen Vorschlag für einen Textbaustein zur Anpassung der Tenorziffer 9.4.: *“Ergänzend zum Eigenkapitalzinssatz in Satz 1 ist ein Zuschlag zur Abdeckung der über dem Risikofaktor in der Ermittlungsmethodik des EK-Zinssatzes nach Satz 1 hinausgehenden Risikodifferenz vor Beginn der Geltungsdauer des Zinssatzes zu prüfen und zu ermitteln.”* Dadurch würde die Prüfung auf eine regulatorische Notwendigkeit zur Gewährung eines CAPEX-Aufschlags den ÜNB vorbehalten sein. Aus regulatorischer Sicht ist ein ausschließlich für ÜNB geltender CAPEX-Aufschlag legitim, weil ÜNB nachweislich einer Sondersituation mit außergewöhnlich hohen Investitions- und Finanzierungsrisiken aus dem beschleunigten Netzausbau ausgesetzt sind, wie die BNetzA auch selbst festgestellt hat; dies wird durch das NERA-Gutachten zur besonderen Betroffenheit der ÜNB belegt. Diese besondere Betroffenheit der ÜNB drückt sich auch in den von der BNetzA im Festlegungsentwurf für den ÜNB-Regulierungsrahmen hervorgehobenen „starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie Systemaufgaben“ der ÜNB aus und ein entsprechendes Instrument ist somit als verhältnismäßig, nicht-diskriminierend und notwendig zur Sicherung der Finanzierungsfähigkeit zu werten.
38	Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes (Tz. 9.4)	-	Tz. 9.4 Satz 1	Tz. 9.4 Teil 5	Festlegung über Dauer der Regulierungsperiode Wir befürworten ausdrücklich – wie bereits im Rahmen vorheriger Stellungnahmen betont – den Ansatz der BNetzA, den Eigenkapitalzinssatz für die Dauer der Regulierungsperiode zu fixieren. Gerade unter den besonderen Rahmenbedingungen der Übertragungsnetzbetreiber mit hohen, langfristigen Investitionspfaden schafft ein festgelegter EK-Zinssatz Stabilität, Planbarkeit und Investitionssicherheit. Er dient als verlässlicher Anker im WACC und erleichtert die strukturierte Finanzierung des bevorstehenden Investitionsprogramms sowie die Kommunikation gegenüber Investoren, Kapitalmarkt und Ratingagenturen. Zugleich wird mit der jährlichen Aktualisierung des Fremdkapitalzinssatzes (Tenorziffer 9.5) die notwendige Marktreaktionsfähigkeit bewahrt, sodass sich ein sachgerechtes Zusammenspiel aus Stabilität (EK) und Dynamik (FK) ergibt.

39	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-		Tz. 9.5 Teil 1	**Vorbemerkungen** Im neuen Regulierungsrahmen werden Fremdkapitalkosten über einen WACC-Ansatz vergütet – das ist eine maßgebliche Veränderung ggü. der Fremdkapitalkostenvergütung im Status quo und hat unmittelbare Auswirkungen auf die Finanzierungsfähigkeit der ÜNB. **Die Fremdkapitalkosten prägen neben der Eigenkapitalverzinsung maßgeblich das Risiko- und Refinanzierungsprofil des ÜNB und erfordern dadurch eine sorgfältige regulatorische Abwägung über die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen.** Angesichts der außergewöhnlich hohen Investitionsprogramme sind ÜNB besonders von Zins- und Refinanzierungsrisiken betroffen; eine unzureichende FK-Kostendeckung würde Finanzierung, Rating und Planbarkeit gefährden. Aus diesen Gründen sehen die ÜNB das Erfordernis, zu den Vorgaben für die Fremdkapitalkostenvergütung in Tz. 9.5 Satz 1-8 besonders differenziert Stellung zu beziehen. **Im Folgenden sind die Forderungen der ÜNB, welche in den jeweiligen Kapiteln ausführlich begründet werden, kurz zusammenfasst:** 1) Hinsichtlich der **Evidenz der Referenzreihe (Tz. 9.5 Satz 1)** wird eine bloße Übertragung der Regelungen für VNB und FNB aus Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung) weder den übertragungsnetzspezifischen Anforderungen gerecht noch ist diese materiell auskömmlich, wie empirische Auswertungen der ÜNB belegen. Um angesichts des Fälligkeitsprofils bestehender und zukünftiger Kapitalaufnahmen einerseits und des hohen Investitionsvolumens und des damit verbundenen Anstiegs des jährlichen Kapitalbedarfs der ÜNB andererseits eine kostendeckende Refinanzierung der Fremdkapitalkosten sicherzustellen, sind **Restlaufzeiten von mindestens 15 Jahren** festzuschreiben. Angesichts der großen wirtschaftlichen Bedeutung der Fremdkapitalverzinsung für die ÜNB müssen die mit einer Sektorenbeschränkung einhergehenden Nachteile vermieden werden und stattdessen muss eine **marktbreite Indexreihe** zur Anwendung kommen. 2) Beim **Kreditrisikorating (Tz. 9.5 Satz 2-4)** weicht die BNetzA durch die Berücksichtigung individueller Bonitäten vom international üblichen Modell eines pauschalen WACC ab. Hierdurch sinkt nicht nur die Transparenz und Nachvollziehbarkeit für Investoren, sondern werden auch erhebliche methodische Inkonsistenzen in Kauf genommen. Um die anerkannten Vorteile eines WACC-Modells nicht zu schmälern, sprechen sich die ÜNB in Übereinstimmung mit verschiedenen Gutachten und insb. mit Blick auf 2029 für die Verwendung einer **pauschalen Bonität von BBB (solides Investment-Grade)** im Gleichlauf zu den VNB aufgrund der gleichen kalkulatorischen Kapitalstruktur aus.
40	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-		Tz. 9.5 Teil 2	3) Bezüglich der **Durchschnittsbildung (Tz. 9.5 Satz 5-7)** begrüßen die ÜNB grundsätzlich die Einführung einer rollierenden Volumengewichtung sowie die Berücksichtigung unterschiedlicher Finanzierungsstrukturen. Jedoch bestehen auch in diesem Punkt dringende Anpassungsbedarfe. **Im Falle der direkten Zuordenbarkeit** sollten **sämtliche Instrumente zur Fremdkapitalbeschaffung** in den Gewichtungsfaktor eingehen und **Tages- oder zumindest Monatszinssätze** Anwendung finden. Bei **fehlender Zuordenbarkeit** ist eine Gewichtung anhand der **Mittelwerte anderer ÜNB weder sachgerecht noch praktikabel**. Stattdessen ist ein **geeignetes und treffsicheres Kriterium** wie die von Gesellschaftern **erhaltenen Kapitalzuführungen oder** hilfsweise die **Investitionshöhe** mit einem Durchschnittsbildungszeitrum entsprechend der Restlaufzeit der Referenzreihe vorzusehen. Darüber hinaus bedarf es der **Ergänzung einer Sonderregelung**, sofern eine direkte **Zuordnung von Anleihen wie im Falle der TenneT nur teilweise möglich ist**. 4) Darüber hinaus muss bei **Tz. 9.5 Satz 8** zwischen **aufwandsgleichen Finanzierungsnebenkosten im engeren Sinne** sowie **weiteren Kosten der Finanzierung** unterschieden werden. Bezüglich der **Nebenkosten** muss eine **vollständige aufwandsgleiche Anerkennung** sichergestellt werden und auch Positionen im Finanzergebnis wie bspw. Liquiditätsvorhaltekosten sowie von überlagerten Gesellschaften anteilig verrechnete Nebenkosten umfassen. Ferner zeigen die ÜNB detailliert auf, dass insbesondere bei der Fremdfinanzierung am Primärmarkt weitere **Kosten der Finanzierung in signifikanter Höhe** entstehen. Hierunter fallen bspw. die **New Issue Premium (NIP)** sowie **Volumen- und Diversifikationszuschläge**. Aus der Tatsache, dass diese Kosten weder aufwandsgleich erfasst werden können noch im sekundärmarktbasierten Referenzzinssatz abgebildet sind, leitet sich die **grundsätzliche Notwendigkeit** für einen **Zuschlag auf den Referenzzinssatz** ab. Es ist daher unsachgemäß, dass der Festlegungsentwurf einen Zuschlag von vorneherein ohne fundierte Prüfung der Spezifika der ÜNB kategorisch ausschließt. Vielmehr sollte eine Position dem Grunde nach vorgesehen und in der Einzelfestlegung der Höhe nach bemessen werden. Sollten die dargelegten und nachfolgend eingehend erläuterten Anpassungsbedarfe nicht ausreichend gewürdigt werden, besteht das Risiko signifikanter Kostenunterdeckungen. Es müssten dann abweichende Möglichkeiten geschaffen werden, um eine vollständige Refinanzierung der Fremdfinanzierungskosten sicherzustellen. Für den Fall, dass belegbare Umstände und Finanzierungskonditionen aufgrund der spezifischen Finanzierungssituation des ÜNB bzw. der Marktgegebenheiten eine kostendeckende Refinanzierung der Fremdkapitalkosten verhindern, müsste dann im Bedarfsfall die Anerkennung der tatsächlichen Finanzierungskosten ermöglicht werden.
41	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 1	Tz. 9.5 Teil 3	1. Evidenz der Indexreihe: Restlaufzeiten und Sektorenauswahl Nach dem Festlegungsentwurf der BNetzA ist auch für Übertragungsnetzbetreiber als kalkulatorischer Fremdkapitalzinssatz der Anleiheindex (oder die Anleiheindizes) für das jeweilige Kalenderjahr zugrunde zu legen, der nach Maßgabe von Tenorziffer 5 der Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung) von der BNetzA festgelegt wird. Die ÜNB befinden sich in den kommenden Jahren in einem sehr dynamischen Umfeld, das durch hohe Investitionen und ein starkes Kapitalwachstum gekennzeichnet ist. Die Umfeldbedingungen der ÜNB unterscheiden sich dabei in Ihrer Ausprägung von den Umfeldbindungen der Gesamtbranche wie dies durch die NERA-Analysen zur Tenorziffer 9.4 belegt wird. Die BNetzA kommt in Rn. 84 des Konsultationsentwurfs zu der gleichen Feststellung. Bei der Ausgestaltung der Vorgaben für den Fremdkapitalzinssatz finden die aus den Umfeldbindungen resultierenden Anforderungen jedoch nur eingeschränkt Berücksichtigung. Der anzuwendende Referenzzinssatz wird dafür aus der Festlegung für StromVNB/ Gas-Netzbetreiber übernommen und ist aufgrund der besonderen Finanzierungsanforderungen in der ÜNB-Wachstumsphase nicht ausreichend, um die vollständige Refinanzierung der Fremdfinanzierungskosten sicherzustellen.

42	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 1	Tz. 9.5 Teil 4	Die Finanzierung der ÜNB ist geprägt durch die Aufnahme von großen jährlich anwachsenden FK-Volumina zur Deckung der steigenden Kapitalbedarfe aufgrund der ausgeprägten Investitionstätigkeit. In dieser Phase ist es von entscheidender Bedeutung das die Parametrierung des FK-Referenzzinssatzes diesem dynamischen Umfeldbedingungen Rechnung trägt. Die von der BNetzA zur Konsultation gestellten Anforderungen an die Referenzreihen reichen nicht aus, um die Fremdkapitalkonditionen der ÜNB in dem starken Wachstumsumfeld abzubilden, wie quantitative Auswertungen belegen. (...) Aufgrund der weiter ansteigenden Laufzeiten der Neuemissionen in den nächsten Jahren wird mit fortschreitendem Finanzierungsvolumen der Laufzeitbereich von zumindest 15 Jahren zwingend erforderlich sein. Die Auswertungen sind der Anlage 2 der Stellungnahme zu entnehmen. Nach ersten Analysen liegen auch die Fremdkapitalkosten der Triple Tranche der Amprion GmbH vom 07.01.2026 mit einem Volumen von 2,6 Mrd. € über den laufzeitabhängigen Zinssätzen einer sektorspezifischen Indexreihe mit Restlaufzeit von 10 Jahren und einem Rating von BBB (hier bspw. Bloomberg EUR EU Utilities BBB BVAL Yield Curve 10 Year), obwohl Amprion gegenwärtig mit einem BBB+ Unternehmensrating bewertet ist. Dass die Vergütung der Fremdkapitalkosten nach dem Festlegungsentwurf nicht zu einer kostendeckenden Erstattung der Fremdkapitalkosten bei den ÜNB führt, lässt sich auch anhand der Senior Bonds der TenneT Holding nachweisen. Eine Auswertung der bis 2022 emittierten Senior Bonds der TenneT Holding B.V. zeigt, dass bei 19 von 20 erstrangigen Anleihen die Emissionsrenditen zum Zeitpunkt der Emission über den Renditen des Bloomberg Utilities Index mit korrespondierendem (i) Rating und (ii) Laufzeit lagen. Im Folgenden legen wir dar, warum die Ausrichtung der zugrunde liegenden Restlaufzeiten auf die Sonderbedarfe der ÜNB sowie die Verwendung eines sektorenunabhängigen Anleiheindex sachgerecht und notwendig sind und damit eine abweichende Regelung gegenüber den Vorgaben für VNB und FNB erforderlich ist.
43	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 1	Tz. 9.5 Teil 5	**a) Restlaufzeit** Aufgrund des Fälligkeitsprofils bestehender und zukünftiger Kapitalaufnahmen einerseits und des hohen Investitionsvolumens und des damit verbundenen Anstiegs des jährlichen Kapitalbedarfs der ÜNB in den kommenden Jahren andererseits ist es zum Erhalt der Finanzierungsfähigkeit und insbesondere einer kostendeckenden Refinanzierung der Netzinvestitionen zwingend erforderlich, Kapitalaufnahmen langfristig im Laufzeitbereich von mehr als zehn Jahren festzuschreiben. Die Notwendigkeit für eine längere Restlaufzeit liegt zum einen im Fälligkeitsprofil bestehender und zukünftiger Kapitalaufnahmen begründet. Die vorgesehene Laufzeit von 10 Jahren im Beschlussentwurf würde zu schnelleren Refinanzierungszyklen führen und damit zusätzlichen Kapitalbedarf für Anschlussfinanzierungen ergänzend zur Neufinanzierung verursachen. Eine vorausschauende und effiziente Finanzierung in der Wachstumsphase muss daher verstärkt auf längere Laufzeiten setzen. Dadurch wird das Schuldenfälligkeitsprofil gestreckt und das Risiko von Nachfragespitzen bei begrenzter Kapitalverfügbarkeit sowie daraus resultierenden steigenden Fremdkapitalkonditionen reduziert. In der Vergangenheit konnten die ÜNB aufgrund des geringeren Kapitalbedarfs Finanzierungen mit kürzeren Laufzeiten (rund zehn Jahre) aufnehmen. Das Fortführen dieser Praxis, würde dazu führen, dass in den kommenden Jahren erhebliche Refinanzierungsvolumina anfallen. Um eine Doppelbelastung zu vermeiden, müssen die ÜNB bei neuen Finanzierungen die bestehenden Fälligkeiten berücksichtigen und verstärkt längere Laufzeiten wählen. Dass die durchschnittlichen Finanzierungslaufzeiten der ÜNB in den vergangenen Jahren bei etwa zehn Jahren lagen, ist auf den geltenden Regulierungsrahmen zurückzuführen und nicht auf wirtschaftlich optimale Laufzeitentscheidungen bei Anleiheemissionen. Die Referenzzinssatzreihen der BNetzA sahen bei Bankkrediten Laufzeiten von nur ein bis fünf Jahren und bei Anleihen gemäß der Erhebung von NERA (Kurzgutachten im Auftrag des BDEW, 2023, S. 15) durchschnittlich 8,6 Jahre im Jahr 2023 vor. Der Abschluss von Fremdfinanzierungen mit längeren Laufzeiten hätte im bisherigen System geführt, dass die tatsächlichen Fremdkapitalkosten nicht vollständig erstattet worden wären. Zudem zeigen die Anleiheemissionen von 50Hertz und Amprion, dass die Fremdkapitalaufnahmen der ÜNB in den vergangenen Jahren durchschnittlich auf dem Niveau der jeweiligen Referenzzinssatzreihen der BNetzA lagen.
44	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 1	Tz. 9.5 Teil 6	Zum anderen führt der hohe Kapitalbedarf zu längeren durchschnittlichen Restlaufzeiten. Damit die ÜNB in der Lage sein werden, ihren in den kommenden Jahren sehr hohen Fremdkapitalbedarf zu decken, müssen ferner sämtliche relevante Investorengruppen adressiert werden. Dies setzt voraus, dass Anleihen mit unterschiedlichen Laufzeiten am Kapitalmarkt platziert werden. Die ausschließliche Emission von Anleihen mit einer Laufzeit von zehn Jahren ist nicht sinnvoll möglich, da hierdurch lediglich eine von drei maßgeblichen Investorengruppen erreicht würde. Wie die bisherigen Anleiheemissionen der ÜNB zeigen, werden typischerweise am selben Tag mehrere Tranchen mit unterschiedlichen Laufzeitbändern – etwa 4–5 Jahre, 8–12 Jahre sowie 15–20 Jahre – angeboten. Darüber gewinnen 30- und 40-jährige Instrumente an Relevanz. Amprion hat bereits 30-jährige Namensschuldverschreibungen ausstehen und hat in diesem Zuge konkrete Investorennachfrage nach 35-jährigen Instrumenten erfahren. Diverse Banken erwarten große Investorennachfrage für 30-jährige Anleihen in EUR im öffentlichen Primärmarkt bei TSO-Emissionen. In USD sind 30- und 40-jährige Anleihen für Corporate Emittenten gängige Praxis und erfahren hohe Investorennachfrage. Nachrangige Anleihen (Hybrids) werden, mit ewigen Laufzeiten wie in der von TenneT Holding verwendeten Struktur oder mindestens 30-jährigen Laufzeiten in anderen Strukturen ausgegeben, jeweils vorbehaltlich vorzeitiger Rückzahlung nach Wahl des Emittenten nach Ablauf einer gewissen Mindestlaufzeit (non-call period). Die Emission von Anleihen mit sehr langen Laufzeiten führt jedoch dazu, dass die durchschnittlichen Finanzierungskosten über den Zinssätzen von Referenzreihen mit einer 10-jährigen Laufzeit liegen. Dies wird sich bis zum Inkrafttreten des neuen Regulierungsrahmen bis ins Jahr 2029 und darüber hinaus noch weiter verstärken. Dass die durchschnittlichen Restlaufzeiten durch den hohen Kapitalbedarf ansteigen, zeigt sich schon heute bei aktuellen Emissionen der ÜNB. So hat bspw. Amprion durch die Ausgabe 20-jähriger Bonds in den Jahren 2025 und 2026 reagiert, obwohl dies im aktuellen Regulierungsregime bis 2028 angesichts der Laufzeitaufschläge im Zins nachteilig wirkt. Dabei sticht u. a. die Triple Tranche der Amprion GmbH vom 07.01.2026 mit einem Volumen von 2,6 Mrd. € und einer volumengewichteten Restlaufzeit von 13 Jahren – 0,7 Mrd. € für 5 Jahre, 1,0 Mrd. € für 12 Jahre und 0,9 Mrd. € für 20 Jahre – heraus. Während die Transaktion nach den Maßstäben vorheriger Emissionen deutscher ÜNB außerordentlich hochausfällt, sind angesichts von weiterhin steigenden Investitionsvolumen und anstehenden Refinanzierungen für die Zukunft noch größere Transaktionen und längere durchschnittliche Laufzeiten zu erwarten. Im Euroraum sind derartige wiederkehrende Volumen für Unternehmensanleihen einzelner Emittenten Neuland, die nicht mehr mit den Maßstäben der Vergangenheit zu messen sind und eine Besonderheit der ÜNB darstellen.

45	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 1	Tz. 9.5 Teil 7	Bei der Analyse der Laufzeiten von Anleiheemissionen ist zudem zu berücksichtigen, dass eine kurzlaufende Anleihe mit fünf Jahren während der Laufzeit einer am selben Tag emittierten 20-jährigen Anleihe insgesamt dreimal refinanziert werden muss. Dies bedeutet, dass die durchschnittliche Laufzeit des Finanzierungsportfolios selbst dann über zehn Jahren liegen kann, wenn numerisch mehr kurzlaufende Anleihen emittiert werden als Anleihen mit sehr langen Laufzeiten. Am konkreten Beispiel der Amprion vom 07.01.2026 ergibt sich eine gewichtete Laufzeit von 13 Jahren. Dies ist noch kein angemessener Vergleichsmaßstab für die Referenzreihe, da die kürzerlaufenden Tranchen (5 Jahre) früher refinanziert werden und der Anteil der langfristigen Finanzierungen im ausstehenden Portfolio stetig steigt. Vor diesem Hintergrund ist die Forderung nach einer Restlaufzeit von mindestens 15 Jahren erforderlich.
46	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 1	Tz. 9.5 Teil 8	**b) Sektorenauswahl** Tenorziffer 5.1 Satz 2 der Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung) gibt für die Referenzreihe/n zur Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes eine Sektorenbeschränkung vor. Diese Einschränkung wird gemäß Tz. 9.5 Satz 1 des Festlegungsentwurfs GBK-25-01-1#2 auch für die Übertragungsnetzbetreiber angewendet. Die BNetzA begründet die Einschränkung damit, dass bei Verwendung einer marktbreiten Referenzreihe die sektorspezifische Aussagekraft für den regulierten Netzbetrieb sinken würde (Rn. 247, Festlegung GBK-25-02-3#1). In Ihrer Einschätzung stützt sie sich auf das Gutachten von Frontier Economics, welches aus festgestellten Abweichungen zwischen einer sektorspezifischen Indexreihe („Utilities“) und einer marktbreiten Indexreihe („Non-Financials“) schließt, dass die Zugehörigkeit zum Sektor „Utilities“ einen Effekt auf den Fremdkapitalzinssatz habe (vgl. Frontier Economics, Randl, Zechner 2025, S. 65f). Wie NERA bereits beim Expertenaustausch zur Kapitalverzinsung der ÜNB am 9. Mai 2025 aufgezeigt hat und die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme zur Methodenfestlegung vom 18.08.2025 erneut dargelegt haben, entspricht das Gutachten von Frontier Economics in dieser Hinsicht nicht den Anforderungen an den Stand der Wissenschaft bzw. an eine wissenschaftliche Arbeitsweise. Die Analysen des Gutachters sind nicht aussagekräftig, weil die Indizes zweier unterschiedlicher Anbieter (iBoxx und Bloomberg) verglichen werden. Die beobachteten Abweichungen können deshalb eine ganze Reihe von Ursachen haben, die unabhängig von der Sektorenauswahl auftreten. Dazu zählen die durchschnittliche Restlaufzeit, die exakte durchschnittliche Bonität, die Details der Renditeberechnung sowie Zufallseinflüsse. Ein Unterschied zwischen Sektoren gleicher Bonität wäre ferner auch nicht zu erwarten. Ratingagenturen berücksichtigen die Risiken des jeweiligen Sektors bei der Bonitätsbewertung ausführlich. Ein systematischer Unterschied zwischen den Renditen von Netzbetreiber-Anleihen und sektorübergreifenden Unternehmensanleihen mit der gleichen Bonität würde bedeuten, dass Ratingagenturen die Risiken von Netzbetreibern systematisch falsch bewerten.
47	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 1	Tz. 9.5 Teil 9	Dass der von Frontier Economics beobachtete systematische Unterschiede nicht aus einer Sektoren-Beschränkung resultiert, zeigt ein von NERA durchgeführten Vergleich zwischen Indexreihen mit und ohne Sektor-Beschränkungen auf Basis einer hinsichtlich Anbieter, Bonität und Laufzeit ansonsten konsistenten Datenquelle. Dabei treten im Langzeitvergleich nur noch statistisch vernachlässigbare Unterschiede zwischen den Indexreihen auf (vgl. NERA 2025b, S. 5f). Die BNetzA gesteht dies in der finalen Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung) teilweise in, indem sie schreibt: *„Es mag zwar zutreffen, dass im Rating bereits sektorspezifische Besonderheiten berücksichtigt werden. Gleichwohl sind darüber hinaus weitere Parameter in die Betrachtung einzubeziehen“* (Rn. 247, Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung)). Als Grund, dennoch weiterhin an einer sektorspezifischen Einschränkung festzuhalten, verweist sie nun stattdessen auf *„die Präferenz der Investoren, welche maßgeblichen Einfluss auf die Preisbildung am Kapitalmarkt hat“* (Rn. 247, Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung)). Auch dieses Argument kann jedoch wenig überzeugen. Bestünde eine solche Präferenz trotz vergleichbarer Risikoprofile, müsste sich ja gerade eine systematische Differenz zwischen zweier hinsichtlich Anbieter, Bonität und Laufzeit ansonsten konsistenter Indexreihen nachweisen lassen. Wie die bereits zitierte Analyse von NERA zeigt, besteht dieser Unterschied jedoch gerade nicht (vgl. NERA 2025b, S. 5f). Da eine Sektorenbeschränkung damit nachweislich keine Vorteile bietet, überwiegen zwangsläufig die Nachteile. Insbesondere wird durch die signifikant eingeschränkte Datengrundlage – wie die BNetzA selbst anerkennt (vgl. Rn. 246, Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung)) – die Datenqualität deutlich eingeschränkt. Angesichts der großen wirtschaftlichen Bedeutung, die der Fremdkapitalverzinsung beim Ausbau der Übertragungsnetze zukommt, ist eine Sektorenbeschränkung für die Übertragungsnetzbetreiber nicht sachgerecht und stattdessen die Verwendung einer marktbreiten Indexreihe vorzusehen. Zudem zeigen auch Entwicklungen in der internationalen Regulierungspraxis, dass die Verwendung eines Non-Financials-Index ggü. dem Utilities-Index als präferabel angesehen werden kann. Der Utilities-Index wurde durch jüngst erkennbare sektor- und emittentenspezifische Ereignisse im Wassersektor stark beeinflusst – Volatilität, die mit den Kostenstrukturen von Strom- und Gasnetzen wenig zu tun hat. Um das Risiko zu vermeiden, dass der Index und damit die zulässige FK-Vergütung die effizienten Netzkosten nicht adäquat abbildet, wechselt die britische Regulierungsbehörde im Rahmen von RIIO-3 von einem Utilities-Index auf einen Non-Financials-Index (vgl. Ofgem 2025, S. 16).

48	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 2-4	Tz. 9.5 Teil 10	**2. Kreditrisikorating** Berücksichtigung der Individuelle Bonität Tenorziffer 9.5 Satz 2-4 enthält Vorgaben bezüglich des **Kreditrisikoratings**, welches dem Anleiheindex (oder den Anleiheindizes) für die Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes im WACC zu Grunde gelegt wird. Der Regelung folgend soll kein pauschales Rating, sondern der zeitliche Verlauf des individuellen Ratings des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers bzw. des finanzierenden Mehrheitsgesellschafters berücksichtigt werden (falls der Übertragungsnetzbetreiber nicht über ein eigenes Rating verfügt). Während für Verteil- und Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Tz. 5.1 Satz 3 der Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung) eine pauschale Bonität –gemäß Randziffer 271 voraussichtlich mit einem Niveau von BBB – gelten soll, **weicht die BNetzA bei den Übertragungsnetzbetreibern durch die Berücksichtigung der individuellen Ratings vom international üblichen, standardisierten WACC-Modell ab.** Durch den manuellen Eingriff beim Rating werden zwei der drei im BNetzA-Gutachten aufgezeigten **Vorteile des WACC-Modells** (vgl. Frontier Economics, Randl, Zechner 2025, S. 8) **konterkariert**, weshalb die ÜNB die entsprechenden Vorschläge ausdrücklich ablehnen und sich stattdessen für eine pauschale BBB-Bonität aussprechen: Zum einen **sinkt die Transparenz und Nachvollziehbarkeit für Investoren** gegenüber einem pauschalen WACC deutlich. Durch die Berücksichtigung unternehmensindividueller Bonitäten müssen je Übertragungsnetzbetreiber mehrere Referenzreihen berücksichtigt werden, wodurch sich die Ermittlung und Prognose des Fremdkapitalzinssatzes erheblich komplexer gestaltet. Zur praktischen Komplexität sowie Unschärfen und Unsicherheiten trägt ferner bei, dass von derselben Rating-Agentur neben dem langfristigen Emittentenrating noch weitere Ratings für spezifische Finanzierungsinstrumente und Zeiträume vorliegen können.
49	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 2-4	Tz. 9.5 Teil 11	Zum anderen nimmt die BNetzA für die Zukunft eine erhebliche **methodischer Inkonsistenz** in Kauf, wie NERA im als Anlage 3 beiliegenden Kurzgutachten aufzeigt (vgl. NERA 2025b, S. 7). Wie die BNetzA und ihre Gutachter an mehreren Stellen selbst betonen, bietet ein standardisierter WACC den Netzbetreibern den Anreiz, ihre Kapitalkosten durch die Wahl einer optimalen Kapitalstruktur gesamthaft zu optimieren (vgl. bspw. Frontier Economics, Randl, Zechner 2025, S. 7 oder Rn. 263 Festlegung GBK-25-01-1#2). Die **Verwendung einer unternehmensindividuellen Bonität läuft dem Grundgedanken des WACC zur freien Wahl der Kapitalstruktur** jedoch gerade **zuwider**. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass eine direkte Wechselwirkung zwischen der individuellen Kapitalquote bzw. dem Fremdkapitalanteil und der individuellen Bonität besteht (vgl. Frontier Economics, Randl, Zechner 2025, S. 72f). Beispielsweise könnte ein Netzbetreiber eine höhere Bonität erreichen, indem er seine Eigenkapitalquote steigert. Den hierdurch sinkenden Fremdkapitalkosten würden höhere Eigenkapitalkosten gegenüberstehen, was gemäß dem Modigliani-Miller Theorem wieder zu ähnlich hohen Gesamtkapitalkosten führen würde wie vor der Änderung der Kapitalquote. Durch die Berücksichtigung der nun höheren individuellen Bonität und des dadurch niedrigeren Fremdkapitalzinssatzes im regulatorischen WACC wäre der Netzbetreiber jedoch nicht mehr in der Lage, seine Gesamtkapitalkosten zu decken. Dieselbe problematische Wirkungsweise würde sich einstellen, wenn ein Netzbetreiber die Steigerung der Bonität dadurch erreicht, dass er nachrangige Anleihen (Hybrids) begibt, welche höhere Zinssätze als erstrangiges Fremdkapital aufweisen. Um die deutlichen Vorteile eines WACC-Modells nicht unnötig durch die oben beschriebenen Effekte zu schmälern, sprechen sich die Übertragungsnetzbetreiber für die Verwendung einer **pauschalierten Bonitä**t aus. Entsprechend der Empfehlung des BNetzA-Gutachters (Frontier Economics, Randl, Zechner 2025, S. 73), der angestrebten Regelung für die Verteilnetz- und Fernleitungsnetzbetreiber (Rn. 271, Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung)) und der Einschätzung von NERA (vgl. NERA 2025b, S. 7) sollte sich diese auf **BBB** belaufen. Höchst vorsorglich, sofern die BNetzA am unternehmensindividuellen Rating festhält, müsste sie bei voller Gewichtung der nachrangigen Anleihen auf deren instrumentenspezifisches niedrigeres Rating abstellen. Dies würde spätestens bei nicht gerateten Instrumenten wie z. B. Structured Debt an praktische Grenzen stoßen.
50	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 2-4	Tz. 9.5 Teil 12	Umgang mit Split-Ratings Höchst vorsorglich für den Fall, dass die BNetzA am unsachgemäßen individuellen Rating festhalten sollte, nehmen die ÜNB zu Split Ratings Stellung: Auch abgesehen von den grundsätzlichen Kritikpunkten hinsichtlich der methodischen Inkonsistenz und der hohen Komplexität wäre die vorliegende Tenorierung zur Verwendung individueller Bonitäten unsachgemäß ausgestaltet. Unter Tenorziffer 9.5 Satz 4 führt die BNetzA aus, dass bei Vorliegen mehrerer Ratings (Split-Rating) für einen Übertagungsnetzbetreiber „ein arithmetischer Mittelwert aus diesen zu bilden und zugrunde zu legen“ sei. Dieses Vorgehen ist aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber nicht angemessen, da es nicht der Kapitalmarktpraxis entspricht und zu einer Unterschätzung der Fremdfinanzierungskosten führen würde. In zahlreichen Studien (vgl. u. a. Kolegova, Paientko 2025, S. 29) wird dargelegt, dass Anleihen von Unternehmen mit einem Split-Rating höhere Renditen aufweisen als Anleihen von Unternehmen ohne Split-Rating. Das bedeutet, dass Investoren in der Praxis das jeweils schlechtere Rating zu Grunde legen. Dies wird auch durch das Vorgehen von Indexanbietern wie bspw. Bloomberg unterstützt. Bei Vorliegen eines Split-Ratings, das sich aus Ratings von zwei Ratingagenturen zusammensetzt (Amprion, Eurogrid, Tennet und EnBW werden ausschließlich von zwei Ratingagenturen geratet), wird gemäß Bloomberg Fixed Income Index Methodology das schlechtere Rating für die Index-Zusammenstellung verwendet (vgl. Bloomberg 2026, S. 22). Gleichlautend müsste daher auch bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes das jeweils schlechtere Rating herangezogen werden.
51	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 5	Tz. 9.5 Teil 13	**3. Durchschnittsbildung** Die BNetzA beabsichtigt, den Anleiheindex auf Grundlage der Anleiheemissionsvolumina der ÜNB zu gewichten. Für den Fall, dass die Fremdkapitalaufnahmen nicht eindeutig dem Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet werden können, sieht die BNetzA vor, eine arithmetische Mittelwertbildung über die Anleiheemissionsvolumina solcher ÜNB vorzunehmen, bei denen eine direkte Zuordenbarkeit möglich ist. Die von der Behörde vorgenommene Unterscheidung der Regelung für die Durchschnittswertbildung beim Fremdkapitalzinssatz erfordert eine entsprechend differenzierte Stellungnahme zu den beiden Ansätzen.

52	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 5	Tz. 9.5 Teil 14	Durchschnittbildung bei direkter Zuordenbarkeit von Fremdkapitalmaßnahmen Zunächst möchten wir auf die übergeordnete Vorgabe eingehen, die sich auf solche ÜNB erstreckt, denen Fremdkapitalaufnahmen direkt zugeordnet werden können. Wir danken der BNetzA, dass sie mit der Gewichtung auf Basis des Finanzierungsvolumens unserer in der Stellungnahme zur Methodenfestlegung Kapitalverzinsung vorgebrachten Anregung bereits entgegengekommen ist. Diese Ausrichtung erhöht die Sachnähe zur tatsächlichen Finanzierungsstruktur der ÜNB und ist ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung. Gleichwohl sehen wir an einigen Stellen noch Optimierungsbedarf bzgl. der konkreten Umsetzung dieser Vorgehensweise. Wir möchten nachstehend auf die noch anzupassenden Ausgestaltungsparameter eingehen. Eine Gewichtung der Referenzzinsreihe(n) ausschließlich auf Grundlage der emittierten Anleihen verkennt, dass die ÜNB sich nicht ausschließlich über Anleihen finanzieren, sondern verschiedene Instrumente zur Fremdkapitalbeschaffung in Anspruch nehmen. Wird nur das Anleihevolumen gewichtet, entstehen systematische Abweichungen zur realen Kostenstruktur. Der Gewichtungsmechanismus sollte jedoch instrumentenneutral sein; alle Fremdkapitalformen, die den Netzbetrieb finanzieren, sollten gleichbehandelt werden. Im Ergebnis sprechen sich die ÜNB für die Verwendung sämtlicher auf der Ebene der ÜNB direkt zugeordneter Fremdkapitalmaßnahmen als Gewichtungsfaktor aus. Darüber hinaus sieht die Behörde vor, eine anteilige Berücksichtigung nach Kalendertagen vorzunehmen, sofern eine Anleihe erst im Laufe eines Jahres emittiert wird, oder wird die Endfälligkeit vor dem Ende des Jahres erreicht wird. Die ÜNB stimmen der BNetzA in diesem Aspekt uneingeschränkt zu. Die Vorgehensweise bildet die tatsächliche Kapitalbindung sachgerecht ab, sodass neu emittierte oder fällig gewordene Anleihen nur für den Zeitraum in die Gewichtung eingehen, in dem sie wirtschaftlich wirksam sind. Die kalendertägliche Pro-Rata-Logik reduziert demnach Verzerrungen bzw. Volatilität und ist klar nachvollziehbar.
53	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 5	Tz. 9.5 Teil 15	Die BNetzA hat bezüglich der Gewichtung bei direkter Zuordenbarkeit von Anleiheemissionen keine Aussage über einen Betrachtungs- bzw. Durchschnittswertbildungszeitraum getroffen. Die betroffenen ÜNB bewerten dies positiv. Die Vorgabe eines festen, jährlich rollierenden Durchschnittswertbildungszeitraums ist bei direkter Zuordenbarkeit nicht erforderlich und würde mit Pauschalierungen einhergehen. So bildet die kalendertägliche Pro-Rata-Logik für die Berücksichtigung tagesgenau die effektive Kapitalbindung im Jahr ab; ein pauschales Jahresfenster für die Durchschnittswertbildung darüberzulegen, würde die feingranulare Tagesrechnung konterkarieren. Die ÜNB pflichten der BNetzA also im Vorhaben bei, für ÜNB mit direkt zuordenbaren von Anleiheemissionen keine pauschales Durchschnittswertbildungsfenster vorzugeben. Da die BNetzA vorsieht, die Jahreswerte der Anleiheemissionsvolumina als Gewichtungsfaktor zugrunde zu legen, ist davon auszugehen, dass Jahresdurchschnittswerte des Anleiheindex zur Anwendung kommen sollen. Da Übertragungsnetzbetreiber ihren Kapitalbedarf überwiegend durch Anleiheemissionen an zwei oder maximal drei Tagen im Jahr am Kapitalmarkt decken, besteht das Risiko, dass der jahresbezogene Durchschnittszinssatz des Anleiheindexes und die Zinssätze an den Emissionstagen der Übertragungsnetzbetreiber deutlich voneinander abweichen. Aufgrund der sehr hohen Kapitalaufnahmen können selbst geringe Abweichungen zu erheblichen Kostenunterdeckungen bei den ÜNB führen. Selbst in einem Jahr mit weitgehend konstanten Zinsen, wie beispielsweise 2025, lag die Differenz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Zinssatz bei 0,5 Prozentpunkten. Im Jahr 2022 betrug die Differenz aufgrund der Zinswende sogar 4,11 Prozentpunkte. Die ÜNB erkennen ein maßgebliches Risiko darin, dass die Netzbetreiber für Anleiheemissionen, die zwar unterjährig marktgerecht bzw. effizient sind, in der Jahresbetrachtung jedoch unterhalb des Jahresdurchschnittswerts liegen, für einen ungünstigen Emissionszeitpunkt unrechtmäßig sanktioniert werden würden. Dieses Problem kann jedoch technisch einfach gelöst werden. Auf Basis des bestehenden BNetzA-Vorschlags wäre es ohne nennenswerten Mehraufwand möglich, bei der Berechnung des Fremdkapitalzinssatzes nicht auf Jahresdurchschnittszinssätze, sondern auf Tages- oder zumindest Monatszinssätze des Anleiheindexes abzustellen.
54	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 6-7	Tz. 9.5 Teil 16	<u>Durchschnittsbildung bei fehlender Zuordenbarkeit von Fremdkapitalmaßnahmen:</u> Falls Anleiheemissionen nicht eindeutig einem ÜNB zugeordnet werden können, erfolgt die Gewichtung des Fremdkapitalzinssatzes gemäß Rn. 285 als arithmetisches Mittel aus den Gewichtungen der Fremdkapitalaufnahmen der anderen ÜNB, bei denen eine eindeutige Zuordnung möglich ist. Die alternative Regelung zielt auf Finanzierungsstrukturen ab, bei denen die Kapitalmarktfinanzierung auf Ebene übergeordneter Gesellschaften erfolgt, welche neben dem Betrieb eines Übertragungsnetzes noch in weiteren Geschäftsfeldern tätig sind. **Während ein alternativer Gewichtungsmechanismus dem Grunde nach zweifellos notwendig und grundsätzlich zu begrüßen ist, um die freie Wahl der Finanzierungsstruktur sicherzustellen, weist der Vorschlag durch die Bezugnahme auf eine exogene Größe – das arithmetische Mittel aus den Gewichtungen der Fremdkapitalaufnahmen anderer ÜNB – im Detail jedoch eklatante Schwächen auf.** Allem voran mangelt es dem Gewichtungsansatz an Treffgenauigkeit. Ein arithmetisches Mittel der Kapitalaufnahmen anderer ÜNB wird das individuelle Investitionsprofil eines einzelnen ÜNB nie korrekt wiedergeben können. Bereits aus der Tatsache, dass nicht alle ÜNB im Offshore-Bereich investieren, werden sich zwangsläufig größere Unter- oder Übergewichtungen der einzelnen Jahre ergeben. Der Ansatz widerspricht damit dem eigentlichen Sinn und Zweck der gewichteten Durchschnittsbildung, der darin besteht, die tatsächlichen Fremdkapitalkosten möglichst genau abzubilden, indem *„Jahre mit einem hohen Investitionsvolumen höher gewichtet werden, als Jahre mit einem niedrigeren Investitionsvolumen“* (vgl. Rn. 283). Da bereits kleine Abweichungen in der Gewichtung aufgrund der hohen Finanzierungsvolumina und starken Zinsbewegungen der jüngeren Vergangenheit signifikante monetäre Auswirkungen haben können, ist der Gewichtungsansatz damit als unsachgemäß abzulehnen. Darüber hinaus wäre eine Gewichtung nach den Finanzierungsvolumina anderer ÜNB planerisch – sowohl in der Kurz-, Mittel- als auch Langfristplanung – nicht umsetzbar, da es sich um exogene Größen handelt, auf die ein betroffener ÜNB weder Einfluss noch Zugriff hätte. Dies würde aus Investorenperspektive wiederum zu Intransparenz und Unsicherheit beitragen.

55	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 6-7	Tz. 9.5 Teil 17	Der Ansatz der BNetzA ist nicht zuletzt auch deshalb unverhältnismäßig, weil in der beschriebenen Finanzierungsstruktur mit dem von einem bzw. mehreren Gesellschafter(n) im jeweiligen Jahr **erhaltenen Kapital (Kapitalzuführungen und Gesellschafterdarlehen)** ein **viel geeigneteres und treffsicheres Gewichtungskriterium** existiert, welches im Jahresabschluss des ÜNB zudem transparent ausgewiesenen wird. Die ÜNB sprechen sich daher ausdrücklich dafür aus, dieses Kriterium anstelle eines exogen bestimmten, verzerrend wirkenden und schwer prognostizierbaren Gewichtungsfaktors heranzuziehen. **Alternativ** könnte auch auf das ebenfalls im Jahresabschluss ausgewiesene jährliche **Investitionsvolumen** abgestellt werden. Der **Durchschnittsbildungszeitraum** sollte dabei fristenkongruent der **Restlaufzeit der verwendeten Referenzreihe(n) entsprechen**. Überdies verweisen wir auf die ergänzende Stellungnahme der TransnetBW GmbH zu dieser Tenorziffer.
56	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 6-7	Tz. 9.5 Teil 18	Sonderregelung, sofern eine Zuordnung von Anleihen nur teilweise möglich ist Die im Festlegungsentwurf aufgeführten Alternativen sind für TenneT nicht anwendbar, da eine Zuordnung von Anleihen der Konzernmutter auf den deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erst ab der zweiten Jahreshälfte 2026 möglich ist. Bisher war die TenneT GmbH & Co. KG (TKG) in die Konzernfinanzierung der TenneT Holding B.V. (THB) eingebunden. Das gesamte Fremdkapital für den TenneT Konzern wurde zentral durch die THB beschafft. Mittels Konzerndarlehen erfolgte die Finanzierung der deutschen und niederländischen Konzerngesellschaften. Aufgrund des stetig wachsenden Kapitalbedarfs wurden bestehende Darlehen der Konzernmutter nicht getilgt, sondern sukzessive erhöht. Die Ermittlung der Fremdkapitalaufnahmen anhand der Kredite der TKG ist somit auch nicht möglich. Nach dem Einstieg neuer Investoren wird die TKG ab Mitte 2026 selbstständig Kapital am Fremdkapitalmarkt aufnehmen. Für die Gewichtung der Fremdkapitalzinssätze im WACC der TenneT folgt hieraus, dass bis 2026 Fremdkapitalaufnahmen mittels Anleihen nicht eindeutig der TKG zugeordnet werden können. Die ersatzweise vorgesehene Gewichtung anhand des arithmetischen Mittels der Fremdkapitalgewichtungen von Amprion und 50Hertz ist aus Sicht von TenneT ebenfalls nicht sachgerecht, da das Investitionsverhalten und die Refinanzierungsbedarfe der beiden ÜNB nicht mit dem von TenneT vergleichbar ist. In Anlehnung an die Vorschläge der TransnetBW GmbH sind daher aus Sicht von TenneT für die TKG in den Jahren bis 2026 Fremdkapitalaufnahmen in Höhe von 60 % der Investitionen der Netzgesellschaften anzusetzen. Der Betrachtungszeitraum sollte hierbei die Restlaufzeit der Referenzreihe nicht übersteigen. Für das Übergangsjahr 2026 braucht es zudem eine pragmatische Regelung z.B. monatsanteilige Gewichtung der Investitionen vor der ersten eigenständigen Fremdfinanzierung. Um den Limitationen dieses vereinfachten Ansatzes Rechnung zu tragen, sollte dem ÜNB das Wahlrecht eingeräumt werden vollständig und ausschließlich auf die eigenen eindeutig zuordenbaren Instrumente abzustellen und damit das teilweise Abstellen auf 60 % der Investitionen in einigen Altjahren vorzeitig zu beenden, sobald eindeutig zuordenbaren Instrumente die Mehrheit der ausstehenden langfristigen Fremdkapitalinstrumente ausmachen. Eine sachgemäße Übergangsregelung ist bei Verwendung der Gewichtung anhand der anderen Netzbetreiber nur schwer vorstellbar und ein weiterer Grund diesen Vorschlag der BNetzA abzulehnen. Soweit die BNetzA dennoch am Abstellen auf andere ÜNB für die Zwecke der Gewichtung festhalten möchte, sollte dies als Wahlrecht ausgestaltet werden.
57	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 8	Tz. 9.5 Teil 19	**4. Nebenkosten und weitere Kosten der Finanzierung** Der Beschlussentwurf sieht vor, dass den ÜNB kein pauschaler Aufschlag für Fremdkapitalnebenkosten gewährt wird. Nach Auffassung der BNetzA sei ein solcher Zuschlag nicht erforderlich, da die Fremdkapitalnebenkosten überwiegend über das Jährlichkeitsprinzip abgegolten würden. Aus Sicht der ÜNB ist bei den Nebenkosten der Fremdkapitalfinanzierung **zu unterscheiden zwischen (a) Nebenkosten im engeren Sinne, welche aufwandsgleich erfasst werden und (b) weiteren Kosten der Finanzierung, die nicht aufwandsgleich erfasst werden können und daher pauschal vergütet werden müssen.** **(a) Nebenkosten im engeren Sinne (aufwandsgleich)** Die aufwandswirksame Erstattung von Finanzierungsnebenkosten wird von den ÜNB anerkannt und trägt zur Reduzierung der Finanzierungsrisiken bei. Zu den aufwandswirksam erfassten Finanzierungsnebenkosten gehören u.a. die Kosten für das Emittenten- bzw. Programmrating sowie das Anleiherating, die Bankgebühren der Anleiheemissionen, die Kosten für Liquiditätsvorhaltung/ Liquiditätsabsicherung, Börsengebühren, Rechtsberatungskosten und Sonstige Kosten (z.B. Kosten ISIN, Permanente Links, Gebühren für die Regulierungsbehörde bzw. die Börse). Für den Fall, dass Fremdkapitalaufnahmen von einer übergeordneten Gesellschaft aufgenommen werden, um damit die Finanzierung des ÜNB sicherzustellen, ist zwingend erforderlich, dass auch die mit der Fremdkapitalaufnahme verbundenen Kosten, die auf Ebene der aufnehmenden Partei entstehen, entsprechend des auf die Finanzierung des Netzbetreibers entfallen Anteils an den ÜNB weiterverrechnet und entsprechend anerkannt werden können. Bei Vorliegen von mehreren Gesellschaftern, sind die Kosten aller Gesellschafter zu berücksichtigen. Alternativ sind die Kosten des Hauptgesellschafters approximativ auf 100 % zu skalieren, da andernfalls die tatsächlichen (Neben-)Kosten für die Finanzierung des ÜNB unterschätzt und nicht sachgerecht abgebildet werden.

58	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 8	Tz. 9.5 Teil 20	Finanzierungsnebenkosten sind nach den Maßstäben der BNetzA auch dann anzuerkennen, wenn sie im Finanzergebnis aufwandsgleich verbucht werden. Dies trifft insbesondere auf **Liquiditätsvorhaltekosten bzw. Kosten der Liquiditätsabsicherung** zu, welche in der GuV der ÜNB üblicherweise als Zinsaufwendungen verbucht werden. Mit dem Wechsel zur WACC-Methodik ab 2029 werden die kalkulatorischen Zinskosten nicht mehr aufwandsgleich, sondern auf Basis von Referenzreihen (ohne Finanzierungsnebenkosten) ermittelt. Insofern wäre es ab 2029 notwendig die bislang im Zinsaufwand enthaltenen Finanzierungsnebenkosten aufwandsgleich zu berücksichtigen. Andernfalls entstehen den ÜNB durch den Wechsel zum WACC erhebliche Nachteile. Die Notwendigkeit Kosten der Liquiditätsvorhaltung als Finanzierungsnebenkosten zu berücksichtigen, wurden auch im beiliegenden Gutachten von NERA nachgewiesen, welches die ÜNB bereits am 18.08.2025 der BNetzA im Rahmen der Methodenfestlegung GBK-25_02#1 zur Verfügung gestellt haben. Der Umgang mit diesen Kosten wird im Beschlussentwurf der BNetzA nicht explizit geregelt. Sollten diese Kosten unberücksichtigt bleiben, widerspricht die BNetzA hiermit den von ihr im Beschlussentwurf selbst vorgetragenen Maßstäben zur Bemessung des Fremdkapitalzinssatzes. So hat sich nach Rn. 294 im Beschlussentwurf die Bestimmung eines Fremdkapitalzinssatzes an wettbewerblichen Prinzipien zu orientieren. Liquiditätsvorhaltekosten, die auch als Kosten der Liquiditätsabsicherung bezeichnet werden, fallen jedoch zwingend bei Unternehmen an, die sich über Anleihen am Kapitalmarkt kostengünstig finanzieren. Ratingagenturen verlangen für die Vergabe eines Investment-Grade-Ratings die Absicherung der geplanten Auszahlungen für die nächsten zwölf Monate. Dabei orientieren sich die Ratinganforderungen an den Investitionsvolumina der Unternehmen. Angesichts der geplanten Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber in Höhe von (...) € in den kommenden Jahren ist das damit verbundene Kostenvolumen erheblich und muss daher erstattet werden. Unter Liquiditätsvorhaltekosten werden insbesondere folgende Aufwendungen subsumiert: 1) Einmalige Gebühren bei Abschluss, Erhöhung oder Refinanzierung von Kreditlinien (Upfront Fee, Arrangement Fee, Participation Fee). Diese Zahlungen werden buchhalterisch über die erwartete Laufzeit der Linie verteilt und im Zinsaufwand ausgewiesen. 2) Bereitstellungsgebühren (Commitment Fee) für nicht in Anspruch genommene Kreditlinien, die laufend im Zinsergebnis abgebildet werden.
59	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 8	Tz. 9.5 Teil 21	Die Kosten der Liquiditätsvorhaltung sind zwar grundsätzlich größenabhängig, jedoch weder unmittelbar an das jährliche Emissionsvolumen noch an das regulatorische Anlagevermögen gekoppelt. Üblicherweise wird mindestens eine große Finanzierungslinie mit mehrjähriger Laufzeit abgeschlossen. Die Konditionen werden maßgeblich durch die Marktphase zum Abschlusszeitpunkt bestimmt und überlagern das Verhandlungsgeschick der jeweiligen Gesellschaft deutlich. Daher ist die Erstattung der tatsächlich anfallenden Kosten – unabhängig von ihrer buchhalterischen Erfassung im Zinsergebnis – sachgerecht und erforderlich. Werden die Linien tatsächlich (teilweise) in Anspruch genommen, sind die Zinsaufwendungen der Inanspruchnahme keine Finanzierungsnebenkosten, sondern als Teil der Kapitalkosten im Rahmen des WACC abgegolten. Um die Kostenerstattung dieser wesentlichen und substanziellen Finanzierungsnebenkosten als Teil der Zinsaufwendungen sicherzustellen, ist eine Klarstellung in der Tenorziffer 6 erforderlich (siehe Kommentierung zu dieser Tenorziffer). Ferner stellt die Aufnahme von neuem Fremdkapital vor der Fälligkeit bestehender Verbindlichkeiten einen Sonderfall dar. Durch die zeitweise Überlappung auslaufender und neu aufgenommener Finanzierungen entstehen Vorfinanzierungskosten, welche zwar aufwandsgleich im Zinsergebnis erfasst werden, eine aufwandsgleiche Erstattung jedoch nicht praktikabel erscheint. Für diese Positionen begründet NERA daher die Notwendigkeit für einen pauschalen Nebenkostenaufschlag (vgl. NERA 2025b, S. 15f). **(b) weitere Kosten der Finanzierung** Bei den nachfolgend erläuterten Sachverhalten handelt es sich um Kosten, die bei der Fremdfinanzierung am Markt nachweislich entstehen, jedoch nicht im Referenzzinssatz abgebildet sind. Da diese Kosten auch nicht in der GuV aufwandsgleich erfasst werden können, handelt es sich hier nicht um Finanzierungsnebenkosten im engeren Sinne, sondern um erforderliche Zuschläge auf den Referenzzinssatz um die Lücke zwischen den Emissionsrenditen und den Referenzreihen zu schließen. <u>New Issue Premium (Underpricing)</u> Die Begriffe Underpricing und Disagio werden von der BNetzA (Rn. 294) offenbar unsachgerecht vermischt. Die ÜNB teilen die Auffassung der BNetzA, dass ein Disagio (Emission unter Nennwert) weder aufwandswirksam noch über einen Zuschlag zu erstatten ist, sondern eine neutrale Größe darstellt. Ein Disagio entsteht bei der Emission von Anleihen aufgrund der Marktgepflogenheit, Kupons auf volle Achtel-Prozentpunkte abzurunden. Der Fremdkapitalzinssatz von Anleihen wird als Spread over Midswap, Zinsaufschlag über dem laufzeitäquivalenten risikolosen Zins (Midswap = Mittelwert aus Bid & Ask eines Zinsswaps), ermittelt und liegt daher in der Regel bei ungerundeten Werten. Durch die Ausgabe der Anleihe unter dem Nennwert wird sichergestellt, dass der Emittent den im Preisbildungsprozess ermittelten Zinssatz an den Käufer der Anleihe entrichtet und gleichzeitig der Kupon einen auf volle Achtel-Prozentpunkte gerundeten Zinssatz aufweist.

60	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 8	Tz. 9.5 Teil 22	Demgegenüber ist der für ÜNB im WACC aus einem Anleiheindex (bzw. den Anleiheindizes) abgeleitete Fremdkapitalzinssatz, um einen Zuschlag für den Effekt des Underpricing zu erhöhen. Das Underpricing, auch als New Issue Premium (NIP) bezeichnet, ist in der Regel von Anleiheemittenten unabhängig von ihrem wettbewerblichen Geschäftsfeld implizit zu tragen. Eine NIP ergibt sich aus der Differenz zwischen dem unternehmensindividuellen Kreditrisikoaufschlag für Neuemissionen am Primärmarkt und dem Kreditrisikoaufschlag gleichrangiger Instrumente desselben Emittenten mit identischer Laufzeit am Sekundärmarkt. In der Literatur wird davon ausgegangen, dass NIP im langfristigen Mittel positiv sind. Zu entsprechenden Ergebnissen kommen auch der Gutachter der BNetzA sowie NERA (vgl. NERA 2025b, S. 12ff). Grundsätzlich sind Unternehmensanleihen am Sekundärmarkt eher illiquide. Zahlreiche Anleger halten die Anleihen langfristig, ggf. von der Emission bis zur Fälligkeit. Wenn Investoren sich an einer Neuemission beteiligen wollen und dazu ihr Portfolio durch den Verkauf anderer Anleihen umschichten müssen, dann bewegen sie schnell den Markt und verkaufen ihre bisher gehaltenen Anlagen etwas unter Wert (Transaktionskosten im weiteren Sinne). Dieser Nachteil muss durch zusätzliche Rendite beim stattdessen neu erworbenen Instrument im Rahmen der Neuemission ausgeglichen werden. Die Verknüpfung der BNetzA zu Überzeichnung (Rn. 294) ist nicht nachvollziehbar, da Marktteilnehmer (Emittenten gemeinsam mit begleitenden Banken) bewusst eine Überzeichnung des Orderbuchs im Bookbuilding-Prozess (nachfolgend näher ausgeführt) herbeiführen, um einen möglichst hohen Spielraum bei der Verringerung des Spreads im Bookbuilding-Verfahren zu haben. Aus einer hohen Überzeichnung des Orderbuchs kann keine „Überzahlung“ des Emittenten abgeleitet werden. Im Gegenteil, bis zu einem gewissen Grad ist die Überzeichnung des Orderbuchs ein Mittel zur Verbesserung der Konditionen für Anleihe-Emittenten. Zwar müsste in der Theorie eine Emission nur einmal vollgezeichnet sein, in der Realität erwarten aber Investoren bei Abgabe ihrer Orders im Rahmen des Bookbuilding-Prozesses, dass eine Repartierung stattfindet und sie nur einen kleinen Prozentsatz ihrer Order tatsächlich zugeteilt bekommen. Dies führt implizit dazu, dass Emittenten eine hohe Überzeichnung erreichen müssen, um Investorenerwartungen gerecht zu werden. Eine Überallokation von Anleihen an Investoren würde dazu führen, dass ein Großteil der Investoren im Nachgang zur Primärmarktemission versuchen würde, Anleihen des Emittenten im Sekundärmarkt zu verkaufen. Da dies für Investoren nur mit Preisabschlägen möglich wäre, würde die Reputation des Emittenten Schaden nehmen und sich negativ auf künftige Anleiherenditen auswirken.
61	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 8	Tz. 9.5 Teil 23	Vor diesem Hintergrund ist aus Sicht der ÜNB der Fremdkapitalzinssatz um einen Zuschlag zu erhöhen, der die empirisch nachgewiesene Existenz einer New Issue Premium (NIP) berücksichtigt. Für die ÜNB konnte NERA ein systematisches Underpricing von neu emittierten Anleihen in einem Wertumfang von 10 bis 12 Basispunkten für das Jahr 2024 nachweisen (vgl. NERA 2025b, S. 12ff). Aktuelle Studien, die auch vom BNetzA-Gutachter zitiert werden, gehen sogar von einer Spanne von 19 bis 20 Basispunkten aus (vgl. Frontier Economics, Randl, Zechner 2025, S. 70). Da die Übertragungsnetzbetreiber langfristig nicht in der Lage sind, ihre Anleihen am Primärmarkt zu den jeweils aktuellen Sekundärmarktzinssätzen zu platzieren, verlangt insbesondere das Gebot der Kostenorientierung eine entsprechende Berücksichtigung dieses Zuschlags. Ein Verzicht auf den Zuschlag würde bei einer NIP von 12 Basispunkten bzw. 0,12 % und einem Fremdkapitalzinssatz von beispielsweise 3,75 % dazu führen, dass rund 3 % der Fremdkapitalkosten der Übertragungsnetzbetreiber nicht erstattet würden. In einer Analyse der erstrangigen Anleihen mit einem Mindestvolumen von 200 Mio. EUR von Amprion, Eurogrid und TenneT Holding im Vergleich zum Bloomberg Utilities Index mit (i) korrespondierendem Rating und (ii) korrespondierender Laufzeit ergibt sich in 44 von 48 Fällen eine höhere Emissionsrendite als die Referenzrendite. <u>Volumenzuschlag</u> Der Kapitalmarkt, insbesondere der Kapitalmarkt für Euro-Anleihen, hat eine begrenzte Größe. Viele institutionelle Investoren haben Anlagerichtlinien, die Vorgaben machen, welchen Anteil ein einzelner Emittent oder einzelne Sektoren an ihrem Portfolio bzw. den Neuanlagen eines Jahres oder eines Zeitraums innehaben dürfen bzw. dass größere relative Positionen besonderer Risikoüberwachung bedürfen und daran höhere Renditeforderungen gestellt werden. Der Primärmarkt ist daher durch Angebot und Nachfrage geprägt: wer größere Volumen ausgibt (in einer Transaktion oder auch überdurchschnittliche hohe Volumen über längere Zeit), muss durch einen etwas höheren Zins für die entsprechende Nachfrage sorgen. Ähnlich zur Herleitung der NIP ergibt sich daher für die ÜNB ein weiterer Preisdruck, Liquidität am Primärmarkt zu akquirieren. Der Volumenaufschlag ist auf vier Ebenen zu betrachten, das ausstehende Gesamtvolumen im Senior-Anleihemarkt in Euro, das jährliche Emissionsvolumen, sowie das Einzelemissionsvolumen und das Emissionsvolumen pro Tranche. (...) bei einer leichten Überschreitung der per heutiger historisch guter Marktlage preiseffizienten Volumina für die ÜNB in Abhängigkeit ihrer individuellen Kreditqualität, Profitabilität und Größe. Die Volumenzuschläge wirken auf das gesamte Emissionsvolumen, nicht nur die inkrementelle Überschreibung. Dies wird an zwei Beispielen deutlich: -Große Transaktion. Die gesamte Tranche wird einheitlich bepreist. Der „letzte Euro“ der noch gebraucht wird, setzt den Preis. -Hohes ausstehendes Volumen wirkt zunächst nur für neue Transaktionen. Durch Refinanzierung schlägt es sich mit etwas Zeitversatz im gesamten ausstehenden Portfolio nieder.

62	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 8	Tz. 9.5 Teil 24	In der Rückmeldung der Banken wurde explizit angegeben, dass die erwarteten Volumenaufschläge ansteigend sind: Je stärker die Überschreitung, umso höher der Zuschlag. Durch die obengenannte Begrenzung des Kapitalmarktes für Euro-Unternehmensanleihen, werden die Finanzierungskosten ab einem gewissen Volumen steigen (Volumenaufschlag). Dies ist der Fall, bis schließlich der verfügbare Markt ausgeschöpft ist und im Extremfall ein Liquiditätsengpass eintritt. Ist die Volumengrenze erreicht, sind andere Anleihe-Märkte oder ganz andere Finanzierungsinstrumente aus Gründen der Diversifikation erforderlich. Eine Analyse der erstrangingen Amprion, Eurogrid und TenneT Holding -Anleihen deutet darauf hin, dass alle drei ÜNB in der Vergangenheit Volumenaufschläge für die Mehrheit ihrer Anleihe-Tranchen mit einem Volumen von über 750 Mio. € vergüten mussten. Erstrangige Anleihen mit einem Emissionsvolumen bis 750 Mio. € wiesen mehrheitlich geringere Aufschläge gegenüber den risiko- und laufzeitkorrespondierenden Bloomberg Utilities Indizes auf als Anleihen-Tranchen mit einem Volumen von über 750 Mio. €. Nachdem der Kapitalbedarf von ÜNB in den letzten Jahren stetig gestiegen ist, sind gegenwärtig und zukünftig strukturelle Volumenzuschläge zu erwarten. <u>Zuschlag für Diversifikation</u> Um die Auswirkungen des Volumenzuschlags auf Euro-Anleiheemissionen abzufedern und das Risiko einer Nichtplatzierung zu verringern, ist der Einsatz alternativer Finanzinstrumente sinnvoll. Durch die Diversifikation der Fremdkapitalquellen – beispielsweise über Fremdwährungsanleihen oder nicht-anleihenbasierte Instrumente – kann der Emittent seine Abhängigkeit vom Euro-Anleihenmarkt verringern. Dies schafft nicht nur Entlastung auf der eigenen Euro-Anleihen-Kurve, sondern eröffnet zusätzliche Marktzugänge, die nicht nur als zusätzliche Finanzierungsquellen dienen können, um das hohe Investitionsvolumen zu stemmen, sondern auch in Stresssituationen als zusätzliche Liquiditätsquellen fungieren können. Eine Option sind Emissionen in Fremdwährungen. Der US-amerikanische und mit Einschränkungen der britische Kapitalmarkt könnten z.B. relevante Teile der CAPEX-Programme der ÜNB absorbieren, während weitere Währungsräume beigemischt werden können. Bei den Fremdwährungsemissionen entstehen zusätzliche Kosten, die sich aus mehreren Komponenten zusammensetzen. Besonders relevant sind dabei relative value Differenzen und Swap-Gebühren. Entsprechende Umfragen bei Banken vom Dezember 2025 resultieren in kumulierten Zusatzkosten in einer Bandbreite von ca. (...) für eine zehnjährige Laufzeit in USD und GBP. Für die von den ÜNB in den Referenzreihen geforderten 15 Jahre, konnte kurzfristig keine ausreichende Datengrundlage geschaffen werden. Es ist davon auszugehen, dass die Zuschläge noch höher liegen.
63	Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes (Tz. 9.5)	-	Tz. 9.5 Satz 8	Tz. 9.5 Teil 25	Mit steigenden Finanzierungsvolumina gewinnen neben klassischen Anleihemärkten auch alternative Finanzierungsinstrumente außerhalb des Kapitalmarktes an Bedeutung. Dazu zählen u.a. Privatplatzierungen (US Private Placements, Schuldscheindarlehen) und Förderinstrumente (ECA-Finanzierungen, EIB-Darlehen). Die Kosten dieser Instrumente variieren je nach Marktumgebung, Rating, Struktur und Sicherheiten der Transaktion. Eine Umfrage unter Banken eines ÜNB im Dezember 2025 hat für Privatplatzierungen (Schuldscheine und US Private Placements) Zuschläge von (...) ergeben. Für Exportfinanzierungen ergeben die Quotierungen eine Zuschlagsbandbreite von (...). Volumenzuschläge und Aufschläge für Abmilderungsmaßnahmen (Fremdwährungen, nicht-Anleihe-Instrumente) können sich teilweise überscheiden und sind daher nicht vollständig kumulativ zu betrachten. Die genannten Bandbreiten sind ferner indikativ zu verstehen und wurden auf das aktuelle Marktumfeld bezogen erhoben. Dessen ungeachtet, belegen die Ausführungen, dass Zuschläge dem Grunde nach zwingend erforderlich sind, um die Lücke zwischen den Finanzierungskosten am Primärmarkt unter Berücksichtigung der enormen Volumina der ÜNB und den Referenzreihen des Sekundärmarktes zu schließen. Es ist daher unsachgemäß, dass der Festlegungsentwurf einen Zuschlag von vorneherein ohne fundierte Prüfung der Spezifika der ÜNB kategorisch ausschließt. Vielmehr sollte eine Position dem Grunde nach vorgesehen und in der Einzelfestlegung der Höhe nach bemessen werden.
64	Tatsächliche Gewerbesteuer (Tz. 10)	-		Tz. 10 Teil 1	Die 4ÜNB begrüßen, dass im Entwurf zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber bei der Netzkostenbestimmung die Berücksichtigung des sachgerecht zuzuordnenden handelsrechtlichen Gewerbesteueraufwands vorgesehen ist. Dies trägt der gegenwärtigen Sondersituation der ÜNB Rechnung und vermeidet eine systematische Unterdeckung von Kapitalkosten. Die im Falle einer steuerlichen Organschaft anzuwendende Verteilungsmethode entspricht einer steuerrechtlich anerkannten Methodik und stellt eine sachgerechte Zuordnung der Steueraufwendungen zu den regulierten Einheiten sicher. Basis für die Verteilung muss der im handelsrechtlichen Jahresabschluss der Organträgerin ausgewiesene Steueraufwand sein. **<u>Zu berücksichtigende Sachverhalte im Rahmen der tatsächlichen Gewerbesteuer</u>** Nach den Ausführungen zur tatsächlichen Gewerbesteuer in der Tenorziffer 10 sowie unter Gliederungspunkt 14 bzw. Rn. 299 werden zahlungs- und aufwandsbasierte Elemente kombiniert und nicht ausschließlich auf die Gewerbesteueraufwendungen abgestellt. Dies würde dazu führen, dass eine belastbare und prüfungssichere Ermittlung der regulatorisch ansetzbaren Gewerbesteuer operativ sehr anspruchsvoll und aufwendig wäre. Um eine belastbare, lückenlose, prüfungssichere und zugleich einfache Erfassung der Gewerbesteueraufwendungen sicherzustellen, sollte aus Sicht der ÜNB ausschließlich auf die Gewerbesteueraufwendungen und nicht auf Gewerbesteueraufwendungen und -zahlungen abgestellt werden. Die im handelsrechtlichen Jahresabschluss ausgewiesenen Gewerbesteueraufwendungen spiegeln die periodengerechte Zuordnung des Steueraufwands objektiv und eindeutig wider. Das Abstellen auf steuerrechtliche Zahlungen würde hingegen dem Prinzip der Periodengerechtigkeit zuwiderlaufen und dadurch einer sachgerechten Umsetzung des Jährlichkeitsprinzips bzw. des anzuwendenden Plan-Ist-Abgleichs von betrieblichen Kosten entgegenstehen. Bei einem kombinierten Ansatz von Gewerbesteuerzahlungen und -aufwendungen wäre insbesondere die Ermittlung des Anteils an den Steuerzahlungen (Erstattungen oder Nachzahlungen) für Vorjahre auf Grundlage von Steuerbescheiden, der bereits im Wege der kaufmännischen Schätzung als Rückstellung in vorherigen Perioden aufwandswirksam berücksichtigt wurde, aufwendig und schwierig.

65	Tatsächliche Gewerbesteuer (Tz. 10)	-		Tz. 10 Teil 2	Insofern bitten die ÜNB, im zweiten Satz der Tenorziffer 10 die Worte „und abgeführt“ zu streichen. Ferner bitten die ÜNB, in Rn. 300 Satz 3 wie folgt anzupassen: **Unter dieser Position können nur die folgenden Sachverhalte Anerkennung finden:** *- Die für das Kalenderjahr gebuchten Gewerbesteueraufwendungen aufgrund von Vorauszahlungen,* *- die im Rahmen des Jahresabschlusses ermittelten und gebuchten Gewerbesteueraufwendungen oder -erlöse aufgrund erwarteter Gewerbesteuernachzahlungen bzw. -erstattungen für das laufende Kalenderjahr („Abgrenzungsbeträge“),* *- sowie gebuchte Steueraufwendungen und Steuererträge wegen Steuernachzahlungen und Steuererstattungen für Vorjahre auf Grundlage von Steuerbescheiden.“* Zudem wäre die in Rn. 301 enthaltene Formulierung: „Diese Regelungen finden ab 2029 für sämtliche zukünftige Jahre Anwendung.“ dahingehend zu konkretisieren, dass es sich dabei um die im jeweiligen Jahr insgesamt im Jahresabschluss erfassten Gewerbesteueraufwendungen handelt. **<u>Allokation und Ausweis im Organkreis</u>** Ferner bedarf die Stellung des Übertragungsnetzbetreibers als Organträgerin der zusätzlichen Berücksichtigung im Regelungstext; folglich ist der Satz 2 der Tenorziffer 10 um folgenden Absatz zu ergänzen: *„Ist der Übertragungsnetzbetreiber eine Organträgerin, so wird die Gewerbesteuer der handelsrechtlichen Gewinn- und Verlustrechnung unter der Position „Steuern vom Aufwand und Ertrag“ nur dann berücksichtigt, wenn bei der Bildung der Gewerbesteuerumlage die Verteilungsmethode zur Anwendung kam, bei der die Organträgerin die effektiv insgesamt geschuldete Gewerbesteuer anteilig auf die Organgesellschaften und die Organträgerin nach einem gesondert vereinbarten Schlüssel verteilt.“* Darüber hinaus wird im Wortlaut der Tenorziffer 11 sowie in Rn. 299 für die Organgesellschaft ein Ausweis der Gewerbesteuerumlage unter der Position „Steuern vom Einkommen und Ertrag“ vorgegeben. In der Steuerliteratur wird teilweise auch die Meinung vertreten, dass auch ein Nachweis unter einer gesonderten Position „Steuerumlage an den Organträger“ oder „Steueraufwand aus Konzernsteuerumlage“ möglich ist. Die ÜNB bitten daher darum, den Wortlaut der Tenorziffer 11 sowie der Rn. 299 entsprechend offener zu formulieren.
66	Tatsächliche Gewerbesteuer (Tz. 10)	-		Tz. 10 Teil 3	**<u>Dokumentation des ermittelten Gewerbesteueranteils</u>** Grundsätzlich möchten die ÜNB an dieser Stelle nochmals ausdrücklich darauf hinweisen, dass aufgrund der Bedeutung ertragsteuerlicher Organschaften sowohl die formellen Voraussetzungen zur Begründung der Organschaft als auch die Vorgaben zur tatsächlichen Durchführung strikt zu beachten sind. Anderenfalls könnte es entweder zu einer nachträglichen Aberkennung der ertragsteuerlichen Organschaft oder einer Beibehaltung der Organschaft ohne Abschluss einer Steuerumlage kommen. Während im ersten Fall (Entfall der Organschaft) der Netzkunde die signifikante Mehrbelastung durch Steuern und Zinsen tragen müsste, wäre auch für den zweiten Fall (Organschaft ohne Umlage) eine weitere Refinanzierung des Gewerbesteueraufwands vorzusehen. Um die beschriebenen Risiken einer Aberkennung zu vermeiden, sprechen sich die ÜNB erneut dafür aus, neben einem Steuerumlagevertrag auch eine rechnerische Umlage der Gewerbesteuer außerhalb des handelsrechtlichen Jahresabschlusses der Organgesellschaften zu gewähren. Mit diesem Vorgehen wird für den regulatorischen Ansatz der Gewerbesteuer auf Ebene der Netzgesellschaften die gleiche Methodik wie bei einer Steuerumlage angewendet. Die sachgerechte Ermittlung des Steueraufwands im Rahmen des handelsrechtlichen Jahresabschlusses beim Organträger und die Verteilung auf die relevanten Gesellschaften könnte durch Testat eines Wirtschaftsprüfers nachweislich bestätigt werden. Mit dieser Verfahrensweise würden die oben angeführten Risiken für die Organschaft ausgeschlossen und ein transparentes, verbindliches und überprüfbares Ermittlungsverfahren angewendet. Hinsichtlich der Ermittlung der Planansätze geben die ÜNB zu bedenken, dass damit bereits systematisch eine Plan-Ist-Abweichung angelegt ist. Ferner weisen die ÜNB ausdrücklich darauf hin, dass steuerliche Organschaften kein Instrument der Steuervermeidung sind, sondern ein vom Gesetzgeber ausdrücklich vorgesehenes und anerkanntes Gestaltungsinstrument, das der sachgerechten Abbildung wirtschaftlicher Einheitlichkeit, der Vermeidung von Mehrfachbelastungen, der konzerninternen Verlustverrechnung sowie der administrativen Vereinfachung dient.
67	Kostenmindernde Erlöse und Erträge (Tz. 11)	-	Tz. 11 Satz 1	Tz. 11 Teil 1 Zins- und Beteiligungserträge	Die in Tenorziffer 9.2. geregelte Ermittlung der Verzinsungsbasis sieht keinen Ansatz von betriebsnotwendigen Finanzanlagen mehr vor. In Tenorziffer 6 sind zudem Zinsaufwendungen und -erträge ausdrücklich vom Ansatz in den Netzkosten ausgeschlossen. Dementsprechend dürften dann die Zins- und Beteiligungserträge auch nicht in den kostenmindernden Erlösen und Erträgen angesetzt werden. Gemäß Begründung in Randziffer 303 scheint das ein redaktioneller Fehler in der Tenorziffer zu sein. In Abhängigkeit von den endgültigen Regelungen in den Tenorziffern 9.2. und 6.1. nach dem Konsultationsprozess könnten ggf. dennoch Erträge z.B. aus der Bewertungsänderung von Rückstellungen zu erfassen sein.
68	Kostenmindernde Erlöse und Erträge (Tz. 11)	-	Tz. 11 Satz 3-4	Tz. 11 Teil 2 Auflösung von Zuschüssen	Siehe Kommentierung zu Tz. 8.1 Satz 4.

69	Ermittlung der umlagefähigen Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen (Tz. 12)	-		Tz. 12 Teil 1	Die ÜNB begrüßen die Zielsetzung der BNetzA, die Regulierung weiterzuentwickeln und zu harmonisieren. Zugleich ist darauf hinzuweisen, dass einzelne Vorgaben des Festlegungsentwurfs in Bezug auf die Offshore-Regulierung Fragen zur praktischen Umsetzbarkeit und zur Konsistenz mit bestehenden gesetzlichen Regelungen aufwerfen. In Zusammenhang mit den gesetzlichen Vorgaben zur Abwicklung der Offshore-Netzumlage nach § 17 f i.V.m. dem Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG), welches u.a. die Kostenerstattung für Offshore-Netzanbindungen und Entschädigungen nach § 17e und § 17 k EnWG sicherstellt, ist es aus Sicht der ÜNB entscheidend, dass die Rahmenfestlegung den Umlagenmechanismus vollständig abdeckt, um Verlässlichkeit und Rechtssicherheit im neuen Regulierungsrahmen zu gewährleisten. Die vorgesehene Ermittlung der Plankosten zum 30.06. für das Folgejahr sowie der Verweis auf § 3a Abs. 6 StromNEV, der die Ermittlung des Saldos aus Plan-Ist-Abweichungen des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres einschließlich der Kosten für eine Zwischenfinanzierung als Bestandteil des Belastungsausgleichs nach § 17f EnWG für die Offshore-Aktivität regelt, werfen Fragen zur Konsistenz mit den bestehenden Prozessen auf (Tz. 2.1, Rn. 111). Die Notwendigkeit zur Ermittlung der Plankosten zum 30.06. lässt sich aus den Regelungen jedenfalls nicht herleiten. Im Übrigen sei auch auf die bereits in den § 17i EnWG überführten Regelungen des § 3a StromNEV zur Ermittlung der umlagefähigen Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen verwiesen, wonach – abweichend zum § 3a Abs. 6 StromNEV – keine stichtagsbezogene Ermittlung des Saldos aus Plan-Ist-Abweichungen zu erfolgen hat. Vor dem Hintergrund der gesetzlichen Veröffentlichungsfrist für die Offshore-Netzumlage am 25.10. ist nicht ersichtlich, warum die Vorgaben der Festlegung zur jährlichen Plankostenermittlung bereits zum 30.06. zu Lasten der Prognosegüte und des damit einhergehenden bürokratischen Zusatzaufwands umgesetzt werden sollen. Bisher erfolgte die Offshore-Plankostenermittlung nach dem 30.09. im Rahmen eines vereinfachten Reportings an die BNetzA.
70	Ermittlung der umlagefähigen Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen (Tz. 12)	-		Tz. 12 Teil 2	Abweichend zur bisherigen Praxis wird hingegen durch die Vorgabe der Festlegung zur Einreichung eines zusätzlichen Erhebungsbogens und eines Berichts zur „Anpassung der Plankosten“ (Tz. 2.1 Satz 6-10) – insbesondere auch im Lichte einer bereits gesetzlich verankerten Offshore-Testierungspflicht nach § 55 EnFG zum 30.06. – zusätzlicher Bürokratieaufwand geschaffen, der nicht im Einklang mit dem von der BNetzA im NEST-Prozess mehrfach betonten Ziel der Vereinfachung und Verschlankung von regulatorischen Prozessen steht. Die Festlegung einer zweiten Datenmeldung für marktabhängige Plankosten Ende September widerspricht dem Anspruch an ein bürokratiearmes Meldeverfahren zusätzlich. Aus Sicht der ÜNB ist es geboten, die aktuellen Vorgaben an die geplante Zielsetzung anzupassen und auf zusätzliche Berichtspflichten sowie Doppelabfragen zu verzichten, die keinen begründeten Mehrwert für die Offshore-Plankostenermittlung schaffen. Die Anforderungen sind aus Sicht der ÜNB so auszugestalten, dass sie die Effizienz und die gesetzlichen Fristen der bestehenden Prozesse bei der Offshore-Plankostenermittlung wahren. Dies kann (unter Berücksichtigung des zeitgleichen Prognoseprozesses Onshore im September) mit einer einmaligen Offshore-Plankostenmeldung zum 30.09. und in Anlehnung an das aus heutiger Sicht schon praktizierte Reporting in vereinfachter Form sichergestellt werden. In diesem Zusammenhang halten die ÜNB eine Konkretisierung der Anwendung und der Vorgaben der Tz. 2.1 ff. für den Offshore-Bereich in der Tz. 12 für erforderlich, um dem gemeinsamen Ziel eines verlässlichen, gesetzkonformen und bürokratiearmen Regulierungsrahmens gerecht zu werden.
71	Ermittlung der umlagefähigen Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen (Tz. 12)	-		Tz. 12 Teil 3	Weiterhin besteht Unsicherheit, ob die Regelung zur Genehmigungsfiktion auch auf die Kosten gemäß § 17f Abs. 1 S. 1 Nr. 1, 2 und 7 EnWG Anwendung findet (Tz. 2.4, Rn. 141). Im Offshore-Bereich sind insbesondere Nachträge zu Entschädigungen gegenüber Offshore-Windparkbetreibern (OWP) aus zurückliegenden Zeiträumen üblich, die sich häufig erst Jahre nach Entstehung von OWP-Entschädigungsansprüchen final über die Offshore-Netzumlage abwickeln lassen. Eine starre Genehmigungsfiktion birgt das Risiko, dass die Kostenerstattung über die Offshore-Netzumlage nach Eintritt der Fiktion durch die ÜNB nicht mehr umgesetzt werden kann. Vor dem Hintergrund der komplexen Abwicklungsprozesse wäre aus Sicht der ÜNB eine verbindliche Klarstellung zur Behandlung der Kosten gemäß § 17f Abs. 1 S. 1 Nr. 1, 2 und 7 EnWG erforderlich, um entsprechende Rechts- und Planungssicherheit zu gewährleisten. Der Festlegungsentwurf sieht keinen Ansatz von VPI und X_{gen} vor (Rn. 106), obwohl § 118 Abs. 48 EnWG dies ermöglicht. Dabei hat TenneT nach Maßgabe des § 32b StromNEV von der Offshore-Übergangsregelung für den darauf entfallenden Teil der Kapitalkosten Gebrauch gemacht. Dieser ist explizit im § 118 Abs. 48 EnWG geregelt und sieht eine Ermittlung der Kapitalkosten nach Maßgabe der bis zum 31. Juli 2021 gültigen Fassung der ARegV vor. Diese Regelungen enthalten auch die Anwendungen des sektoralen Produktivitätsfaktors (Xgen) und des Verbraucherpreisindexes (VPI) bei der Weiterentwicklung der Kapitalkosten auf Basis des letzten Basisjahres vor. Der Bestandsschutz nach § 118 Abs.48 EnWG endet nach der Außerbetriebnahme der letzten betroffenen Offshore-Anbindungsleitung. Somit muss auch in der Rahmenfestlegung weiterhin die Anwendung der Übergangsregelung nach § 118 Abs. 48 EnWG für die jeweiligen TenneT-Offshore-Gesellschaften gewährleistet sein.

72	Effizienzanreize (Tz. 13)	-		Tz. 13 Teil 1	Die Kosten des Netzbetriebs sollen nach Tenorziffer 3.1 bereits in der Kostenprüfung auf Effizienz überprüft werden. Durch die Vorstellung der BNetzA einer weiteren Effizienzprüfung anhand der in Tenor 13.1.-13.4. angeführten Methoden entsteht eine ineffiziente Doppelprüfung von bereits als effizient bewerteten betriebsnotwendigen Kosten. Darüber hinaus unterliegt die Beschaffung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung und Verlustenergie sowie das Engpassmanagement bereits jetzt gesonderten Anreizsystematiken. Auch in Zukunft wird ein Großteil der Kosten der ÜNB aufgrund der Investitionsverpflichtungen, Systemverantwortung und weiterer externer Vorgaben nicht beeinflussbar sein oder gesonderten Anreizelementen (z.B. Bonus-/Malus-Regelungen für SDL-Beschaffung, Beschleunigungsanreize) unterliegen. ÜNB müssen verlässlich in die Lage versetzt werden, ihre vergangenen und zukünftigen Kosten vollständig decken zu können, sowie getätigte Investitionen vollumfänglich refinanzieren zu können. Eine Effizienzbetrachtung bereits getätigter Investitionen ist aufgrund der fehlenden Beeinflussbarkeit und der damit verbundenen Risiken grundsätzlich abzulehnen. Da selbst die BNetzA davon ausgeht, dass „strukturelle Überinvestitionen zur Gewinnsteigerung aufgrund der ohnehin sehr hohen Investitionsnotwendigkeiten kaum vorstellbar“ sind (Rn. 108) und die „Anteilseigner angesichts des Investitionsprogramms ihrerseits Interesse an einer kosteneffizienten Vorgehensweise haben“ (Rn. 109), sollte auf Effizienzvorgaben auf CAPEX verzichtet werden. Auch ist eine Standardisierung von Kosten im Hinblick auf die enormen Kostensteigerungen der vergangenen Jahre kaum möglich, wie bei der Aktualisierung des NEP 2023 mit angepassten Preisen bei gleichem Mengengerüst deutlich wurde. Durchschnittliche Preissteigerungen, wie durch den VPI angegeben, sind auf die ÜNB nicht anwendbar. Daher sind Prognosen zukünftiger Kostensteigerungen nur sehr bedingt belastbar und standardisierte Kosten oder die Definition von (Ziel-)Kosten im Zeitverlauf aufgrund heterogener Grundvoraussetzungen kaum ableitbar.
73	Effizienzanreize (Tz. 13)	-		Tz. 13 Teil 2	Effizienzanreize dürfen außerdem nicht zu erhöhten oder unkalkulierbaren regulatorischen Risiken führen, da ansonsten Kapitalgeber höhere Wagniszuschläge einpreisen und damit die Finanzierbarkeit des anstehenden Investitionsprogramms erschwert wird. Es muss festgeschrieben werden, dass Effizienzanreize einer gesonderten Festlegung bedürfen, nach dem Stand der Wissenschaft ausgestaltet sein müssen, sich nur auf zukünftiges Verhalten richten und so gestaltet sein müssen, dass Vorgaben erreichbar und übertreffbar sind (gemäß § 21a EnWG). Dazu gehört, dass Effizienzvorgaben sich nur auf tatsächlich vom Netzbetreiber beeinflussbare Kosten/Sachverhalte beziehen, objektive strukturelle Unterschiede berücksichtigt und exogene Einflüsse/Verzerrungen eliminiert werden. Mit Blick auf die auch von der BNetzA angestrebte Vereinfachung der Regulierung sollte die Minimierung des Umsetzungsaufwands zwingend in die Ausgestaltung und Abwägung einbezogen werden. Die von der BNetzA beschriebenen Ansätze zur Umsetzung von Partialbenchmarks, Prozesskostenrechnung oder Output-orientierter Festlegung von Kosten fokussieren nur auf Kosteneffizienz und führen zu einer exzessiven Regulierung bei einzelnen Kostenpositionen, anstatt Anreize für eine eigenverantwortliche Optimierung zu setzen oder neben der Kosteneffizienz weitere Parameter anzureizen.
74	Partialbenchmark (Tz. 13.1)	-			In der gemeinsamen Stellungnahme zum BNetzA Expertenaustausch am 23. Juni 2025 zum Thema "Effizienzinstrumente und Forschung & Entwicklung" haben die 4ÜNB bereits ausführlich Stellung zum Instrument der Partial-/ (Teil-)benchmarks genommen. Partialbenchmarks werden im FL-Entwurf als *geeignetes Instrument zur Gewährleistung der europarechtlich vorgegebenen Effizienzvorgaben innerhalb der operativen Kosten* beschrieben. Insbesondere aufgrund der Heterogenität und mangelnden Vergleichbarkeit der ÜNB im Hinblick auf eine Vielzahl struktureller Unterschiede können Partialbenchmarks zu verzerrten Ergebnissen führen. Eine mangelnde Aussagekraft von partiellen Vergleichen ist durch variierende Unternehmensgrößen, Marktdynamiken oder weitere externe Faktoren zu befürchten. Die ÜNB sehen darüber hinaus das Risiko, dass Effizienzvorgaben, entgegen der Vorgabe des §21a EnWG, schwer erreichbar und keinesfalls übertreffbar sind. Hier bestünde das reine Risiko, unter den Effizienzwert von 100 % zu fallen, dem keine positive Chance gegenübersteht. Sollte als Referenzwert der jeweils niedrigste Kostenwert einer Position dienen, können andere Unternehmen diesen allenfalls erreichen; ein Bonusspielraum entsteht nicht, während das Risiko von Kostenkürzungen bleibt. Die Problematik wird unter anderem bei Betrachtungen mehrerer Kostenkategorien bspw. und/oder Make-or-buy-Entscheidungen sichtbar. Selbst bei potenziell identischen Gesamtkosten können aufgrund unterschiedlicher unternehmensspezifischer Strategien bestimmte Unterschiede je Kostenart auftreten. Somit wird bei Anerkennung des jeweiligen Minimal-Werts nahezu zwangsläufig bei jedem ÜNB eine vermeintliche Unterperformance festgestellt. Keinem ÜNB wäre es möglich, die Kürzung an einer Stelle durch Outperformance an anderer Stelle auszugleichen. Weiterhin wäre ein Abbaupfad von drei Jahren unsachgerecht und müsste, wie bereits in Tenorziffer 2.4 ausgeführt, zwingend aufgrund der gravierenden Unsicherheiten in Ausgestaltung, Wirksamkeit und Ergebnisrobustheit verlängert werden. Entsprechend der Feststellung der BNetzA bergen partielle Analysen ein höheres Fehlerrisiko als ganzheitliche (Budget-)Bewertungen. Daher ist sicherzustellen, dass partielle Effizienzziele grundsätzlich übertroffen werden können; andernfalls entsteht ein Instrument mit einseitiger Risikowirkung.

75	Anreizmodelle für einzelne Kostenarten (Tz. 13.2)	-			Die 4ÜNB begrüßen grundsätzlich die Fortschreibung und Weiterentwicklung der Anreizmodelle für die Beschaffung von Systemdienstleistungen in den Sektoren Verlustenergie und Regelenergie. Aus Sicht der 4ÜNB sollten hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung der zugehörigen Methodenfestlegungen gesonderte Expertenworkshops zwischen den ÜNB und der BNetzA stattfinden. Da im angedachten Jährlichkeitsprinzip keine anderweitigen Chancen bestünden und etwaige Malus-Risiken die Attraktivität der Übertragungsnetzbetreiber für Investoren deutlich verringerten, sollten auch die Anreizelemente für Netzverluste und Regelleistung als reine Bonus-Modelle ausgestaltet werden. Hierfür spricht auch, dass externe Risiken für die Bewirtschaftung der Netzverluste und Regelleistung nach aktueller Einschätzung in den nächsten Jahren zunehmen werden.
76	Prozesskostenrechnung (Tz. 13.3)	-		Tz. 13.3 Teil 1	Die 4ÜNB sehen die Einführung einer Prozesskostenrechnung (PKR) für regulatorische Effizienzprüfungen weiterhin als methodisch ungeeignet an und mit erheblichen Risiken behaftet. Die von der BNetzA angestrebte Steigerung von Transparenz, Überprüfbarkeit und Vergleichbarkeit operativer Netzkosten kann durch eine PKR nicht erreicht werden, ohne gravierende Fehlinterpretationen und systemische Nachteile zu erzeugen. Prozesskosten sind grundsätzlich ungeeignet über die Effizienz eines regulierten Unternehmens qualitative Aussagen zu treffen, da sie stets in Relation zur Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers und zu den individuellen Gegebenheiten des Netzgebiets gesetzt werden müssen. Die Kernaufgaben des Netzbetriebs sind dabei hochdynamisch und ereignisgetrieben. Deren Aufwand wird prägend durch exogene Faktoren bestimmt (Wetter, volatile EE-Einspeisung, grenzüberschreitende Flüsse, europäische Markt- und Betriebsregeln etc.), sodass eine prozessmengenbasierte Allokation (Anzahl Anträge, Prüfungen, Abrechnungen), wie durch die BNetzA vorgeschlagen, die tatsächliche Aufwandsstruktur systematisch verzerrt und Scheingenauigkeit erzeugt. Ein einzelnes außergewöhnliches Ereignis kann bei identischer „Fallzahl“ gegenüber Normalbetrieb überproportionale Ressourcen binden, wobei die behauptete Verursachungsgerechtigkeit der PKR unter diesen Bedingungen nicht belastbar ist. Daraus resultiert immanent eine unsachgerechte Kostenaufteilung, welche nur durch eine umfangreiche Normierung mitigiert werden kann und bei unausgeglichener Ausgestaltung hohes Fehlerpotenzial birgt. Das durch die BNetzA veranlasste Gutachten muss dabei alle Unterschieden in der Unternehmensstruktur und der Versorgungsaufgabe berücksichtigen. Allerdings unterstreicht die alleinige Eruierung der Eignung einer PKR zur Effizienzbemessung im Rahmen eines Forschungsgutachtens, dass ein belastbarer Mehrwert gegenüber anderen Instrumenten der Kostenprüfung bislang nicht belegt ist. Ebenso greift der Verweis auf branchenseitige Vergleiche zu kurz, da freiwillige Prozessanalysen sich grundlegend von einer regulatorischen PKR-Pflicht mit Sanktionspotenzial unterscheiden.
77	Prozesskostenrechnung (Tz. 13.3)	-		Tz. 13.3 Teil 2	Die Erwartung, mit PKR künftig die Angemessenheit einzelner Kostenpositionen effizienter beurteilen zu können, beruht auf der Annahme qualitativ „gut ausgefüllter Prozesskostenzuordnungen“. Allerdings lassen sich wesentliche Gemeinkosten (Systemführungsprozesse, IT-Sicherheit, Querschnitts- und Compliance Funktionen) nur über Schlüssel verteilen, die volatil und im Ermessen des jeweiligen Unternehmens liegen. Dabei können kleine Schlüsseländerungen große, interpretativ irreführende Kostensprünge in einzelnen „Prozessen“ bewirken. Außerdem kollidiert die geforderte Kontinuität der Allokationsverfahren mit einem Umfeld, in dem Aufgaben, Prozesse und regulatorische Anforderungen sich fortlaufend ändern. Die daraus resultierende Pfadabhängigkeit erzeugt methodisch bedingte Verzerrungen und hemmt notwendige Anpassungen. Der postulierte Nebeneffekt, Vereinheitlichungen im Rechnungswesen würden durch eine Aufteilung in Prozesskosten weniger benötigt (einheitlicher Kontenplan, Stundenaufzeichnungen etc.), relativiert sich, wenn die PKR faktisch zusätzliche Ebenen und Bürokratie schafft. Sie ersetzt keine bestehenden Systeme, sondern addiert Verfahren, Schlüssel, Pflege- und Auditpflichten. Auch die angeführten Stärken überzeugen wenig. Vor allem lässt die BNetzA die zentrale Frage von Mengeneffekten, Strukturunterschieden und sonstigen internen wie externen Einflussgrößen auf Prozesskosten bei ihren Ausführungen völlig außer Acht. Es ist äußerst fraglich, welchen Mehrwert eine sogenannte „Prozesstransparenz“ für die Effizienzbewertung besitzt, die lediglich darauf beruht, dass Kostenstrukturen auf vermeintlich standardisierte Prozessschritte heruntergebrochen werden. Aus einer solchen Analyse lassen sich jedenfalls keine Informationen gewinnen, durch die „Ineffizienzen konkretisiert werden können“, wie es die BNetzA in Rn. 350 formuliert.
78	Prozesskostenrechnung (Tz. 13.3)	-		Tz. 13.3 Teil 3	Ob die von der BNetzA angestrebte „Vergleichbarkeit“ durch die PKR wirklich hergestellt werden kann, ist insbesondere hinsichtlich der Aussage „standardisierte Prozesse ermöglichten unternehmensübergreifende Benchmarks“ fraglich. Ohne eine detaillierte Analyse der oben genannten Mengeneffekte und sonstigen Einflussgrößen können keine sachgerechten Benchmarks hergeleitet werden. Gleichermaßen können diese auch leicht zu Fehlanreizen führen, wie das von der BNetzA angeführten Beispiel der Redispatchabrechnungskosten pro Fall eindrücklich zeigt. Diese Kosten dürften einen hohen Fixkostenanteil aufweisen, da für die Abrechnungsprozesse von allen ÜNB entsprechende IT-Systeme vorgehalten, gewartet und weiterentwickelt werden müssen. Ein ÜNB der viele Redispatchanweisungen durchführt, wird aufgrund der Fixkostendegression sicher geringere Abrechnungskosten je Fall aufweisen, als ein ÜNB mit wenigen Redispatchanweisungen. Ziel eines solchen „Benchmarks“ kann jedoch kaum sein, dass die anderen ÜNB sich daraufhin „optimieren“, indem sie mehr Redispatchanweisungen durchführen oder indem sie ihre Abrechnungssysteme zurückbauen, nicht mehr warten oder deren Interoperabilität mit den anderen ÜNB reduzieren, um sich den vermeintlich effizienten Prozesskosten anzunähern. Die Frage der „Zurechenbarkeit“ zwischen prozessualen und systemischen Kosten wirft im Einzelfall die Problematik auf eine Prozessdefinition zu finden, die so eindeutig und klar ist, dass Prozesskosten von sonstigen systemischen Kosten klar abgegrenzt werden können, was jedoch erforderlich wäre, um einen fairen, unverzerrten Vergleich zu garantieren. „Innovationsanreize“ werden in der PKR-Logik verengt auf inkrementelle Prozesskostensenkungen, während langfristige Transformationsaufgaben (Digitalisierung, Automatisierung, Resilienzaufbau) als Gemeinkosten erscheinen und systematisch unterbewertet werden. Diese Punkte sowie die anerkannten Schwächen der PKR sind für die ÜNB entscheidende Gründe gegen eine Einführung. Der initiale Aufwand für Prozessaufnahme, Modellierung und IT-Integration über unterschiedliche Systeme ist erheblich wobei die laufende Pflege, Auditierbarkeit und Schnittstellenqualität dauerhaft Ressourcen, auch auf Seiten der Behörde, binden. Ein solches Instrument darf auch nicht dazu führen, dass die Beweislast effizienter Prozesskoten auf die ÜNB übertragen wird, indem auf Grundlage absoluter Werte oder zu stark vereinfachter Kennzahlen geurteilt wird. Die Feststellung aller relevanter Einflussgrößen auf Prozesskosten müsste in jedem Fall vollständig und wissenschaftlich fundiert im Rahmen regulatorischer Verfahren erfolgen. Dem einzelnen Unternehmen wird es in Unkenntnis der Mengeneffekte und sonstigen Einflussgrößen bei anderen Unternehmen niemals möglich sein, die eigenen Prozesskosten im relativen Vergleich zu erklären und zu begründen.

79	Prozesskostenrechnung (Tz. 13.3)	-		Tz. 13.3 Teil 4	Der formulierte Zweck, über PKR „transparent darzustellen, in welchen Aufgabenbereichen Kosten anfallen“, verfehlt dabei die regulatorische Zielsetzung bezogen auf die Beurteilung einer effizienten Leistungserbringung. Jahresstatiken entlang eines Prozesskatalogs bilden weder die Komplexität ab noch die europäischen Koordinationszwänge, die Kosten und Abläufe determinieren. Hinzu kommt die europarechtliche Einbettung der ÜNB-Prozesse (u. a. System Operation, Electricity Balancing, Kapazitätszuweisung/Marktkopplung) und die ENTSO-E-Koordination. Nationale Instrumente, die über vermeintliche Prozesskosten „optimiert“ werden, laufen Gefahr, EU-konforme Betriebsanforderungen und kooperative Mechanismen mit entsprechendem Konfliktpotenzial zu unterlaufen. Eine national implementierte PKR darf die europäische Zielhierarchie (Sicherheit, Qualität, Marktintegration, Transformation) nicht relativieren. Zudem agiert im europäischen Umfeld zumeist ein TSO dienstleistend für alle anderen TSO (z.B. beim Betrieb von Regelleistungsplattformen). Vor diesem Hintergrund ist der geplante Einsatz externer Gutachter zur Sicherstellung von Vergleichbarkeit der Kostenstrukturen und Prozesse zwar folgerichtig, aber nicht hinreichend. Vergleichbarkeit ist kein herstellbarer Zustand, wenn die zugrunde liegenden Aufgaben und Strukturparameter objektiv divergent sind. Ein methodischer Standard würde strukturelle Unterschiede nivellieren und die regulatorische Aussagekraft der PKR verfälschen. Ebenso verfehlen die Ausführungen der BNetzA die Besonderheit der ÜNB Aufgaben. Die sichere Erfüllung der Versorgungsaufgaben in einem rationell geführten Unternehmen lässt sich nicht aus einer prozesskostenbasierten Jahresbetrachtung „nachvollziehen“, wenn kritische Kosten durch seltene, hochkomplexe Ereignisse und exogene Zwänge entstehen. Die PKR ist damit nicht geeignet, Sicherheit und Qualität des Netzbetriebs im Sinne der Zielhierarchie abzubilden.
80	Prozesskostenrechnung (Tz. 13.3)	-		Tz. 13.3 Teil 5	Schließlich sind die formulierten Grundsätze der Kostenallokation in der Praxis der ÜNB nicht erfüllbar, ohne erhebliche Risiken oder methodische Verzerrungen zu erzeugen. „Vollständigkeit“ ist weder methodisch belastbar noch verhältnismäßig, da präzise Prozesskosten systembedingt nicht trennscharf herstellbar sind. Das „Verursachungsprinzip“ ist unter hoher Exogenität und Ereignisabhängigkeit nicht belastbar. „Angemessenheit“ bleibt eine Forderung, die in Abwesenheit direkter Zuordnung auf willküranfällige Schlüssel hinausläuft. Die geforderte „Kontinuität“ kollidiert mit einem sich rasch wandelnden Aufgaben- und Regulierungsumfeld, wobei sie Pfadabhängigkeiten erzeugt sowie notwendige Anpassungen und Innovationen hemmt. „Transparenz“ in der verlangten Detailtiefe vergrößert die Angriffsfläche und Streitpotenziale, ohne einen nachweislichen Gewinn an regulatorischer Aussagekraft zu liefern. Schließlich bleibt offen, wie auf PKR Basis Effizienzziele übertreffbar ausgestaltet werden können. Wo Prozesskosten maßgeblich exogen und schlüsselabhängig sind, droht die Regulierung in ein reines Bescheinigungsregime abzugleiten mit dem Risiko maximaler Kostendeckung, aber ohne realistische Möglichkeit zur Übertreffbarkeit. Das entzieht einer dynamischen Effizienzsteuerung die Grundlage und belastet zugleich die wirtschaftliche Planbarkeit mit unmittelbaren negativen Effekten auf kurz bis mittelfristige Investitionsentscheidungen. In der Summe ist die PKR ein betriebswirtschaftliches Werkzeug für stabile Massen- und Verwaltungsprozesse, nicht für sicherheitskritische, volatile und exogen geprägte Kernleistungen der Übertragungsnetzbetreiber. Ihre Einführung im regulatorischen Kontext würde nicht belastbare Genauigkeit und Vergleichbarkeit erzeugen, Fehlanreize setzen sowie unverhältnismäßigen Erhebungs-, Pflege- und Bürokratieaufwand verursachen ohne evidenten Mehrwert gegenüber etablierten Instrumenten der Kostenprüfung zu schaffen. Wir fordern daher, von der Einführung einer verpflichtenden Prozesskostenrechnung im Bereich der ÜNB abzusehen und keine PKR-basierten Elemente als Grundlage für Kostengenehmigung, Effizienzbewertung oder Benchmarking der ÜNB-Kernprozesse zu verwenden.
81	Outputorientierte Festlegung von Kosten (Tz. 13.4)	-			Bei einer outputorientierten Festlegung von zulässigen Erlösen für Teilleistungen („Standardkosten“) würde sich wie bei Partialbenchmarks die Frage stellen, ob die selektive Betrachtung überhaupt zu robusten, aussagekräftigen und jeweils aktuellen Ergebnissen führen kann und wie dabei individuelle und strukturelle Besonderheiten berücksichtigt werden. Mit dem von der BNetzA beschrieben Ansatz einer partiellen Entkopplung der Erlöse von den tatsächlichen Kosten wären Chancen und Risiken für die ÜNB verbunden. Im Sinne der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit müssen systematische Kostenunterdeckungen wirksam ausgeschlossen werden, da diese Auswirkungen auf die Renditeanforderungen und Investitionsbereitschaft aktueller und potenzieller Investoren hätten. Mit Blick auf die hohe Kostendynamik bei den ÜNB bestehen erhebliche Bedenken, ob eine Festlegung von Pauschalen für bestimmte Leistungen sowohl bezogen auf OPEX als auch auf CAPEX den tatsächlichen Entwicklungen und Erfordernissen gerecht werden kann. In der Vergangenheit gab es bei pauschalierenden Ansätzen regelmäßig Debatten über die Sachgerechtigkeit und Angemessenheit der angesetzten Pauschalen. In der internationalen Regulierungspraxis werden Output-orientierte Elemente, anders als von der BNetzA angedacht, nicht als reine Anreize zur Kostenreduktion , sondern vor allem zur gezielten Förderung von Leistungen, die zur Erreichung energiepolitische Ziele beitragen eingesetzt. Auf diesem Weg werden Beiträge zu einer sicheren, zuverlässigen, verbraucherfreundlichen, umweltverträglichen und treibhausgasneutralen Energieversorgung gefördert. Anstatt lediglich die kosteneffiziente Umsetzung von Aufgaben zu adressieren, erhalten Netzbetreiber je nach Zielerreichung zusätzliche Erlös-Chancen und damit Anreize, Outputs in bestimmten Bereichen zu steigern. Deshalb sollte die Rahmenfestlegung keine Vordefinition Output-orientierter Anreizelemente im Sinne reiner (Standard-)Kostenvorgaben vornehmen, sondern grundsätzlich Ausgestaltungsvarianten vorsehen, die den oben beschriebenen, international üblichen Interpretationen von Output-Anreizen entsprechen.

82	Beschleunigungsanreize (Tz. 14)	-		Tz. 14 Teil 1	Der im Festlegungsentwurf vorgesehene Beschleunigungsanreiz stellt darauf ab, dass „die Gesamtmenge des Redispatch im System nachweisbar sinkt“. Aus Sicht der 4ÜNB ist diese Formulierung präziser auszugestalten. Insbesondere sollte klargestellt werden, dass sich der Begriff „System“ nicht ausschließlich auf die im operativen Redispatchprozess anfallenden Ist-Mengen bezieht, sondern den Bezugsrahmen für den Nachweis beschreibt. Ein nachweisbares Sinken der Redispatchmenge sollte daher nicht zwingend eine absolute Reduktion, der im Redispatchprozess tatsächlich angefallenen Mengen voraussetzen. Vielmehr muss der Nachweis auch beispielsweise anhand von modellgestützten oder strukturell bereinigten Vergleichsgrößen möglich sein, die die systemische Wirkung von Netzausbaumaßnahmen ohne den Einfluss wesentlicher exogener Faktoren, insbesondere der Erneuerbaren Energien, abbilden. Das von der BNetzA am 28.04.2025 im Rahmen des Expertenaustausches zum Beschleunigungsanreiz skizzierte Modell 1 (Vergleich der Redispatchmengen der Jahre x und x+2) ist ein rein zeitlicher Ist-Ist-Vergleich, der vor diesem Hintergrund nicht sachgerecht ist. Auch im Modell 2 (Vergleich tatsächlicher Redispatchmengen mit modellhaft ermittelten Referenzmengen ohne Netzausbaumaßnahmen) sollte ein entsprechender modellbasierter Nachweis ausdrücklich als systemkonform anerkannt werden. Vor diesem Hintergrund wird angeregt, den Festlegungstext wie folgt anzupassen: „Sinkt die Gesamtmenge des Redispatch im System nachweisbar gegenüber einem Referenzwert”, […]. Die 4ÜNB begrüßen den Vorschlag der BNetzA, den Beschleunigungsanreiz bereits in 2025 (erstes Referenzjahr x) einzuführen.
83	Beschleunigungsanreize (Tz. 14)	-		Tz. 14 Teil 2	In der Begründung führt die BNetzA aus, dass die eingesparte Redispatchmenge eines Jahres monetär bewertet und anteilig als einmaliger Bonus an die ausbauenden Übertragungsnetzbetreiber ausgezahlt werden soll. Aus ÜNB-Sicht ist es für die weitere Ausgestaltung des Modells wichtig, ein einheitliches Verständnis der intendierten Ausgestaltung zugrunde zu legen, da die aktuelle Formulierung „einmalig“ nicht eindeutig genug ist. Die 4ÜNB regen an, den maximalen jährlichen Auszahlungsbetrag des Bonus sowie die maximale Höhe des jährlich ermittelten Bonus voneinander getrennt zu betrachten. Eine zeitlich gestreckte Auszahlung des jährlich ermittelten Bonus über mehrere Jahre stellt eine geeignete Methode dar. Diese wäre mit dem Grundkonzept des Modells vereinbar und könnte zu einer sachgerechteren Abbildung der langfristigen Wirkung von Redispatch reduzierenden Maßnahmen beitragen. Die von der BNetzA vorgesehene jährliche Deckelung der Auszahlung bliebe von dieser Umsetzung unberührt. Die konkrete Aufteilung des Bonus zwischen den Netzbetreibern ist im weiteren Verfahren zu definieren. Die aktuelle Rahmenfestlegung stellt insofern kein Präjudiz für die spätere Ausgestaltung dar. In diesem Zusammenhang ist sicherzustellen, dass die Bonusverteilung zu keinen Fehlanreizen hinsichtlich der Kooperation zwischen den ÜNB führt. Zudem begrüßen die 4ÜNB die Einschätzung der BNetzA, dass „auch andere mögliche Maßnahmen, wie Verbesserungen der operativen Netzführung (…) zu einer Senkung der Redispatchmengen führen“ können. Diese Einschätzung deckt sich mit den Analysen der 4ÜNB. Im Expertenaustausch vom 28.04.2025 hat die BNetzA angekündigt, dass die Bonusauszahlungen substantiell sein sollen, sodass diese auch für Investoren interessant seien. Auch in der Investorenkonferenz am 21.01.2026 wurde betont, dass der Redispatch Bonus ein Upside Potential im neuen System darstellen soll. Bisherige Analysen, insbesondere zur zukünftigen Entwicklung der Redispatchmengen zeigen jedoch, dass die aktuellen Modellvorschläge dieser Ankündigung nicht gerecht werden. Vor diesem Hintergrund halten wir die Weiterentwicklung der vorliegenden Modellvorschläge für erforderlich. In diesem Zusammenhang möchten wir nochmals auf unsere Stellungnahme aus Juli 2025 verweisen. Die dort genannten Analysen und Weiterentwicklungsoptionen sind weiterhin gültig und wir regen weitere Fachgespräche zu der Ausgestaltung an.
84	Forschung und Entwicklung (Tz. 15)	-		Tz. 15 Teil 1	Die vier ÜNB begrüßen ausdrücklich das Vorhaben der BNetzA, Aufwendungen für Forschung und Entwicklung (F&E) im neuen Regulierungsrahmen zu fördern. Wie zutreffend analysiert, kommt den ÜNB im zukünftigen Netzbetrieb eine deutlich größere Rolle bei F&E zu als auf anderen Spannungsebenen, denn für viele Herausforderungen braucht es neue Lösungen, die gemeinsam mit Forschungspartnern zu erarbeiten sind. Wegweisende Ergebnisse aus bisherigen F&E-Projekten unterstreichen zudem den Beitrag von F&E beim Gelingen der Energiewende. Bei der Investorenkonferenz am 21.01.2026 hat die BNetzA den Anreiz auf F&E als mögliches „Upside“ in dem zukünftigen Regulierungsrahmen angekündigt. Positive Anreize für F&E-Tätigkeiten begrüßen die ÜNB ausdrücklich. Unklar bleibt allerdings, wie dieses Upside mit dem skizzierten Anreiz realisiert werden kann. Zum einen wird der Anreiz auf 10 % der Fördersumme begrenzt, zum anderen fällt unter staatlich geförderte Projekte nur ein sehr geringer Bruchteil der F&E-Aktivitäten. Ein positiver Anreiz sollte somit auf sämtliche F&E-Aktivitäten der ÜNB gesetzt werden. Grundprämisse ist, dass sämtliche F&E-Tätigkeiten der ÜNB explizit von dem Risiko nachträglicher Kostenkürzungen bzw. von der Anwendung von Effizienzmaßstäben ausgenommen werden. Zwar verweist die BNetzA auf das europarechtliche Ziel gemäß Art. 18 Abs. 2 lit. e) Strom-VO, Forschung zu Energiespeicherung und Laststeuerung zu unterstützen, und erkennt Kosten an, soweit sie einer effizienten Leistungserbringung dienen. Wie in den Anmerkungen zu Tz. 2.4 „Kostenprüfung“ erläutert, besteht die Sorge, dass die Unsicherheit hinsichtlich nachträglicher Kostenstreichungen, insbesondere im Kontext von F&E, zu ungewollten Verzerrungen und einer im Vergleich zum volkswirtschaftlichen Optimum zu geringen Innovationsaktivität führt.

85	Forschung und Entwicklung (Tz. 15)	-		Tz. 15 Teil 2	Die ÜNB regen daher an, den Rahmen für F&E-Aktivitäten möglichst breit auszugestalten. Eine zusätzliche Option zur Reduzierung der Unsicherheit ist die Einführung eines vorab festgelegten jährlichen Innovationsbudgets. Dies würde die Bereitschaft erhöhen, auch risikobehaftete Projekte umzusetzen und der Tatsache Rechnung tragen, dass F&E naturgemäß auch Fehlschläge beinhalten kann. Etwaige Dokumentationspflichten für nicht staatlich geförderte Projekte sollten klar und ex ante definiert sein. Darüber hinaus könnten positive Anreize in Form eines Bonus bei Umsetzung bestimmter Meilensteine in einem Innovationsprojekt gesetzt werden. Wie die BNetzA im NEST-Prozess mehrfach betont hat, liegt F&E bei den ÜNB im volkswirtschaftlichen Interesse. Daher sollte – wie bereits in der Stellungnahme der ÜNB zum Eckpunktepapier vom 17.04.2025 vorgeschlagen – ein echter Anreiz geschaffen werden, wenn durch F&E ein signifikanter volkswirtschaftlicher Mehrwert erzielt wird. Dies könnte beispielhaft in Form eines Benefit-Sharing-Modells erfolgen. Zur gesamtwirtschaftlichen Optimierung wäre es darüber hinaus denkbar, regulatorische Anreize zu setzen, damit von ÜNB entwickelte innovative Lösungen auch von anderen Netzbetreibern und Marktteilnehmern genutzt werden können („Kommerzialisierung“). Trotz des Hinweises, dass nach Kenntnis der BNetzA europäische Forschungsgelder eher indirekt über nationale Behörden administriert werden, würden es die ÜNB abschließend begrüßen, wenn der angedachte Anreiz auf F&E auch explizit für Energieforschungsförderung europäischer Behörden angelegt würde. Grundsätzlich sollte ein Instrument zur Förderung von Forschung und Entwicklung auch im Bereich der Offshore-Anbindungskosten Anwendung finden, da Innovationen auch dort notwendig und gesamtwirtschaftlich sinnvoll sind. Deshalb sollte der Wortlaut in Tz. 12 angepasst werden, so dass Tz. 15 auch bei der Ermittlung der umlagefähigen Kosten von Offshore-Netzanbindungsleitungen Anwendung findet.
86	Berücksichtigung der Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten (Tz. 16.1)	-		Tz. 16.1 Teil 1 Einbeziehung ONAS	**I. ONAS in Festlegung unter Ziffer 16 einbeziehen** Die Festlegung ist auf Offshore-Netzanschlusssysteme („ONAS“) auszuweiten. Eine Beschränkung auf BBPlG- und EnLAG-Vorhaben widerspricht dem Gleichbehandlungsgrundsatz und führt in der Praxis zu nicht vertretbaren Ergebnissen, so dass ein massiver Widerstand bei den betroffenen Grundstückseigentümern und erhebliche Projektverzögerungen bei diesen überragend wichtigen Anbindungsleitungen zu erwarten sind. 1. Soweit in der Begründung darauf hingewiesen wird, dass es keine gesetzliche Grundlage für die Ausweitung auf nicht in den Bedarfsplangesetzen enthaltene Leitungen gäbe, so ist diese Annahme bereits unzutreffend. Sowohl nach § 21 Abs. 3 Satz 4 als auch nach § 21 Abs. 3 Satz 4 Nr.1 lit. e EnWG kann die Regulierungsbehörde insbesondere Regelungen zu den nachfolgenden Regelbeispielen – vor allen Dingen zu den in den Ziff. 1 bis 3 enthaltenen Regelbeispielen treffen. Damit hat der Gesetzgeber klargestellt, dass es sich hierbei sowohl in den konkreten Aufzählungen als auch inhaltlich innerhalb der jeweiligen Beispiele (im Hinblick auf § 21 Abs. 3 Satz 4 Nr. 1 lit. e EnWG wird dies nochmals explizit hervorgehoben: „[…] betrifft insbesondere die Entscheidungen, in welchen Fällen Dienstbarkeitsentschädigungen, Zuschläge für eine gütliche Einigung und Aufwandsentschädigungen […]“, BT-Drs. 20/7310, S. 81 unten) um eine nicht abschließende Regelung handelt. Somit ist die Regulierungsbehörde nicht von Gesetzes wegen gehindert, die Festlegung auch auf Nicht-Bedarfsplanvorhaben auszuweiten. Soweit darüber hinaus auf die Gesetzesbegründung abgestellt wird, nach der die Übertragung des Regelungskomplexes aus § 5a StromNEV „keine unmittelbare inhaltliche Neuausrichtung“ zur Folge habe (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 82), wird übersehen, dass der Gesetzgeber der Regulierungsbehörde insbesondere durch das Wort „unmittelbare“ einen Gestaltungsspielraum zugestehen wollte, auch Festlegungen treffen zu können, die im Rahmen des bisherigen Anwendungsbereichs des § 5a StromNEV nicht berücksichtigt waren. 2. Die ÜNB erkennen an, dass lediglich moderate Anpassungen im Hinblick auf die Anerkennungsfähigkeit von höheren Zahlungen an Dritte erfolgen und nicht zwingend eine Ausweitung auf sämtliche Vorhaben und Flurstücke erfolgen sollte. Gleichwohl halten die ÜNB die Klarstellung, dass die höheren Entschädigungszahlungen im Rahmen des bisherigen Umfangs auch bei sämtlichen ONAS regulatorisch anerkannt werden, für erforderlich. Eine Abgrenzung zwischen weiteren Leitungen, die nicht in den Bedarfsplangesetzen aufgenommen sind und den ONAS ist möglich, so dass eine klare Trennung begründet werden kann.
87	Berücksichtigung der Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten (Tz. 16.1)	-		Tz. 16.1 Teil 2 Einbeziehung ONAS	Unstrittig dürfte jedoch sein, dass die ONAS im Vergleich zu anderen Versorgungsleitungen, deren Errichtung und Betrieb im Zuständigkeitsbereich der ÜNB anzusiedeln sind, einen anderen Status haben als sonstige. Dies ergibt sich bereits daraus, dass für die ONAS im Rahmen des Gesetzes zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG) in Verbindung mit den relevanten Normen des §§ 17d ff. EnWG ein eigenes Gesetzgebungsregime mit zahlreichen Sonderregelungen erlassen wurde. Darüber hinaus liegt die Errichtung von ONAS im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit, gemäß § 1 Abs. 3 WindSeeG. Hieraus folgt, dass die ONAS einen den Vorhaben des EnLAG und BBPLG vergleichbaren Status haben, der in einem Spezialgesetz angeordnet wurde, so dass eine Gleichbehandlung dieser „ÜNB-Vorhaben in Sondergesetzen“ angezeigt ist. Sinn und Zweck des § 5a StromNEV und der hiesigen Festlegung ist es, besonders eilbedürftige Netzausbauvorhaben im Übertragungsnetzbereich zu beschleunigen. Die Eilbedürftigkeit zur Errichtung von ONAS ergibt sich insbesondere dadurch, dass die Anbindung von Windenergieanlagen auf See mit gesetzlichen Fristen versehen sind (vgl. § 1 Abs. 2 WindSeeG). Damit haben sie im Hinblick auf den vordringlichen Bedarf sogar eine explizitere und über die Vorhaben im BBPlG und EnLAG hinausgehende gesetzgeberische Priorisierung erhalten.

88	Berücksichtigung der Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten (Tz. 16.1)	-		Tz. 16.1 Teil 3 Einbeziehung ONAS	3. Mindestens hat der Gesetzgeber die ONAS jedoch mit den Vorhaben der Anlagen 1 des BBPlG und EnLAG gleichgestellt. In § 1 ist jeweils normiert, dass für die in der Anlage aufgenommenen Vorhaben „die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf […] festgestellt [wird]. Die Realisierung dieser Vorhaben ist aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses und im Interesse der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit erforderlich.“ Gleiches ergibt sich aus dem Sondergesetzgebungsregime für ONAS nach dem WindSeeG und den §§ 17d ff. EnWG. Das in den Bedarfsplangesetzen festgelegte überragende öffentliche Interesse findet sich in § 1 Abs. 3 WindSeeG wieder. Anders als für sonstige Vorhaben nach § 43 EnWG hat der Gesetzgeber für ONAS jedoch durch § 17d Abs. 1 Satz 2 WindSeeG eine unmittelbare Verpflichtung zur Umsetzung “entsprechend den Vorgaben des Netzentwicklungsplans“ vorgesehen, was unter Beschleunigungs- und Realisierungsgesichtspunkten einer gesetzgeberischen Gleichstellung von BBPlG-, EnLAG- und ONAS-Vorhaben entspricht. Sowohl die Bedarfsplangesetze als auch der § 17d Abs. 1 EnWG führen zu einer unmittelbaren gesetzgeberischen Privilegierung dieser Vorhaben. Die Begründung der BNetzA, dass eine Privilegierung in Bezug auf die besondere Eilbedürftigkeit und den Sonderstatus der ONAS im Hinblick auf die Pönale nicht zu begründen sei, wird ohne Gründe und lediglich mit dem pauschalen (und dem oben widerlegten) Argument zurückgewiesen, dass § 23 Abs. 3 Satz 4 EnWG abschließend sei. Sofern ein Projekt (auch aufgrund des erheblichen Widerstands in der Fläche) nicht zeitgerecht abgeschlossen und der ONAS nicht rechtzeitig hergestellt werden kann, rechtfertigt insbesondere dieser Umstand, dass die höheren Entschädigungszahlungen auch auf ONAS auszuweiten sind. Anderenfalls könnte es zu Projektverzögerungen und zu leistende Entschädigungszahlungen gem. § 17e EnWG kommen, die durch die Zahlung an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte verhindert werden könnten. Der zu ersetzende und umzulegende Vermögensschaden wäre wesentlich höher als die moderate Erhöhung der anerkennungsfähigen Zahlungen für Leitungsrechte für ONAS. Die Maßnahme ist auch wesentlich im Hinblick auf die Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtung der ÜNB zur Schadensminderung und -verhinderung. Denn gem. § 17f Abs. 3 EnWG hat “der anbindungsverpflichtete ÜNB alle möglichen und zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen, um einen Schadenseintritt zu verhindern, den eingetretenen Schaden unverzüglich zu beseitigen und weitere Schäden abzuwenden oder zu mindern.” Um diesen Risiken entgegenzuwirken, ist die Anpassung der Entschädigungszahlungen an BBPlG- und EnLAG-Vorhaben ein geeignetes und effektives Mittel.
89	Berücksichtigung der Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten (Tz. 16.1)	-		Tz. 16.1 Teil 4 Einbeziehung ONAS	4. Zu beachten ist zudem, dass es sich bei dem in § 5a StromNEV Bezug genommenen BBPlG und EnLAG in erster Linie um planungs- und genehmigungsrelevante Gesetze handelt. Zum einen sind es primär genehmigungsrechtliche Erwägungen, die den Gesetzgeber dazu bewegen, einzelne Vorhaben aus dem Netzentwicklungsplan in das Bundesbedarfsplangesetz zu übernehmen. Insbesondere die Sachnähe der für die Genehmigung grundsätzlich zuständigen Landesbehörden, die sich mit den besonderen Gegebenheiten der Eingriffe u.a. in das Wattenmeer zu beschäftigen haben, dürfte eher dazu führen, dass trotz der überragenden Bedeutung für das Höchstspannungsnetz auch diese Vorhaben nicht in das BBPlG übernommen werden. Dies führt jedoch nicht dazu, dass sie (wie zuvor aufgezeigt) nicht weniger beschleunigt umgesetzt werden müssen. Dies war jedoch die gesetzgeberische Intention – und ist es auch die der Regulierungsbehörde –, für bestimmte Vorhaben die regulatorische Anerkennungsfähigkeit für beschleunigende Zahlungen, wie insbesondere den Beschleunigungszuschlag, vorzusehen. Es kann mithin nicht von genehmigungsrechtlichen Umständen abhängen, die zu einer Aufnahme der ONAS in das BBPlG abhängen, um diese auch für die Entschädigungszahlungen zu privilegieren. Es mag bei Erlass des § 5a StromNEV für den Gesetzgeber ein naheliegender Anknüpfungspunkt gewesen sein. Den Entwicklungen der letzten Jahre ist jedoch insoweit Rechnung zu tragen, diese Systematik in diesem Einzelaspekt aufzulösen. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass zum Zeitpunkt des Erlasses des § 5a StromNEV bereits vereinzelte ONAS in das BBPlG aufgenommen waren bzw. in der darauf folgenden Anpassung der Anlage 1 eine größere Anzahl weiterer ONAS aufgenommen wurde. Zu diesem Zeitpunkt konnte der Gesetzgeber folglich davon ausgehen, dass ONAS grundsätzlich auch in den Anwendungsbereich des BBPlG fallen würden. In sämtlichen darauf folgenden Novellen war dies indes nicht (mehr) der Fall. Hätte der Gesetzgeber diese Entwicklung vorausgesehen, hätte er auch damals bereits die ONAS in den § 5a StromNEV aufgenommen. Diese nicht vorhersehbare und abweichende Entwicklung , sollte nun im Rahmen der Festlegung des Regulierungsrahmens berücksichtigt werden.
90	Berücksichtigung der Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten (Tz. 16.1)	-		Tz. 16.1 Teil 5 Einbeziehung ONAS	5. In Abgrenzung zu sonstigen Leitungen nach dem EnWG werden ONAS auch hinsichtlich des Rechtsweges mittlerweile vom Gesetzgeber mit den Vorhaben nach dem BBPlG und dem EnLAG gleichgestellt und haben so einen besonderen Beschleunigungsstatus erhalten. Wie auch bei diesen entscheidet das Bundesverwaltungsgericht bei ONAS im ersten und letzten Rechtszug. Dies ergibt sich aus § 43e Abs. 4 Satz 1 EnWG iVm. § 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO. Diese klare gesetzgeberische Entscheidung zur Privilegierung der ONAS und Verleihung eines Status des dringlichsten Umsetzungserfordernisses wird durch diese prozessuale Vorschrift nochmals untermauert und ist in der Entscheidung über die moderate Anpassung des Regulierungsrahmens hinsichtlich der Entschädigung von ONAS zu berücksichtigen.

91	Berücksichtigung der Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten (Tz. 16.1)	-		Tz. 16.1 Teil 6 Einbeziehung ONAS Inkrafttreten	6. Schließlich würde diese Systematik in der Zukunft bei Einzelprojekten dazu führen, dass für ein System auf einer Teilstrecke höhere Entschädigungen gezahlt werden dürften als auf einer anderen Teilstrecke. Einzelne ONAS werden teilweise als Solostrecken realisiert, in denen geringere Entschädigungen sowie kein effektiver Beschleunigungszuschlag geleistet werden darf und wechseln sodann in nach dem BBPlG genehmigten Leerrohrsystemen geführt werden, die mit höheren Verkehrswertminderungen ausgeglichen und für die eine Zusatzzahlung zur beschleunigten Einigung vorgesehen ist. Es kann nicht vom Zufall abhängen, ob ein Betroffener der gleichen Leitung in Niedersachsen an der Küste wohnt oder in Nordrhein-Westfalen. Kaum vermittelbar ist dieser Systembruch insbesondere auf dem Grundstück desjenigen Eigentümers, in dem das System aus der Solotrasse in das Leerrohr nach dem BBPlG geführt wird. Dieser bekäme dann für ein und dieselbe Leitung auf einem Grundstück unterschiedliche Entschädigungszahlungen. Eine moderate nachvollziehbare und begründbare Erweiterung der Projekte im Anwendungsbereich der Ziff. 16 auf ONAS ist daher geboten. **II. Inkrafttreten der Ziff. 16 und Streichung des § 5a StromNEV mit Wirkung zum 01.01.2027** Die 4ÜNB befinden sich laufend in Leitungsrechtsverhandlungen und werden insbesondere bis zum Jahr 2029 bei vielen wertwichtigen Vorhaben die Leitungssicherung starten. Zum einen dürften die neuen Elemente (insbes. der BZ für Bewirtschafter) äußerst effektive Werkzeuge darstellen, die Verhandlung von Leitungsrechten erheblich zu beschleunigen. Dies sollte so schnell wie möglich umgesetzt werden. Darüber hinaus dürften bei den Betroffenen und den Landwirtschaftsverbänden durch Erlass des neuen Regulierungsrahmens in diesem Jahr bereits Begehrlichkeiten geweckt werden, diese Incentives möglichst schnell anzuwenden. Auch wenn der gesamte Regulierungsrahmen erst zum 01.01.2029 wirksam werden soll, wird aus leitungsrechtlicher Sicht dringend empfohlen, den § 5a StromNEV zum 31.12.2026 abzuschaffen und Ziff. 16 schon zum 01.01.2027 in Kraft treten zu lassen.
92	Dienstbarkeitsentschädigung (Tz. 16.2)	-			**Redaktionelle Anmerkung** In Ziff. 16.2 sind eingangs hinter dem Wort „Dienstbarkeitsentschädigungen“ die Wörter „nach Ziff. 16.1 Satz 1 lit. a“ zu ergänzen. Der zuvor in § 5a StromNEV in diesem Abschnitt vorhandene Verweis (dort auf § 5a Abs. 1 Nr. 1 StromNEV) fehlt. In der Fassung des Konsultationsentwurfs könnte der Eindruck entstehen, dass nur vertraglich vereinbarte Entschädigungen berücksichtigungsfähig seien. Dies sollte durch den ergänzenden Verweis klargestellt werden. **Begründung zum Entfall der Nachentschädigungsklausel** In der Begründung ist zwingend klarstellend festzuhalten, dass (in Abweichung vom § 5a StromNEV) durch die Regulierungsbehörde bewusst keine Nachentschädigungsklausel aufgenommen wurde, da keine verbindliche Festlegung durch die Regulierungsbehörde für Zahlungen getroffen werden sollte. Dies ergibt sich insbesondere dadurch, dass von der Regulierungsbehörde lediglich eine Obergrenze für die Anerkennungsfähigkeit der jeweiligen Entschädigungspositionen getroffen wurde und die praxisgerechte Umsetzung in das Ermessen der ÜNB gelegt wurde. Die Nachentschädigung bereits bestehender Vereinbarungen verursacht zudem Mehrkosten sowie unverhältnismäßigen personellen Mehraufwand, welche beide jedoch nicht zur Projektbeschleunigung beitragen.
93	Zuschläge für eine gütliche Einigung (Tz. 16.3)	-			Seitens der 4ÜNB bestehen keine Anmerkungen. Die Aufnahme von Beschleunigungszuschlägen für sonstige Berechtigte wird begrüßt.
94	Einmalige Zahlung bzw. Ratenzahlung (Tz. 16.4)	-			Seit Bestehen der Regelung des § 5a StromNEV wurden bei keinem der ÜNB eine Vereinbarung getroffen, die eine über Jahrzehnte gestaffelte Ratenzahlung vorsehen würde. Da augenscheinlich weder die Betroffenen noch die ÜNB Interesse an dieser Regelung haben, sollte sie im neuen Regulierungsrahmen mangels Praxisrelevanz ersatzlos gestrichen werden.
95	Aufwandsentschädigungen (Tz. 16.5)	-			In Satz 2 sollten die Worte „beschränkte persönliche“ vor dem Wort „Dienstbarkeit“ gestrichen werden, da auch Grunddienstbarkeiten gesichert werden (ähnliche Sicherung wie eine beschränke persönliche Dienstbarkeit (vgl. Ziff. 16.1)). Da auch für solche Vereinbarungen eine Aufwandsentschädigung geleistet werden soll, ist dies entsprechend anzupassen, um sämtliche Dienstbarkeiten zu erfassen. Anders als in der Regelung zur Aufwandsentschädigung für BewirtschafterInnen sieht die Regelung für EigentümerInnen vor, dass Aufwandsentschädigungen „grundsätzlich nur bis zu einer Höhe von 500 EUR pro Eintragung berücksichtigt werden [dürfen]“. In Abweichung der vorherigen gesetzlichen Regelung wurde hier von der Regulierungsbehörde das Wort „grundsätzlich“ ergänzt. Den ÜNB erschließt sich nicht, warum für EigentümerInnen eine solche Ausnahme von der Regel vorgesehen wurde. Vielmehr sollte diese Regel-Ausnahme-Vorschrift („grundsätzlich“) gestrichen werden.

96	Ausgleichszahlungen an Städte und Gemeinden (Tz. 17)	-			Die ÜNB sprechen sich dafür aus, die bisherige Regelung gemäß § 5 Abs 4 StromNEV zu Ausgleichszahlungen für Städte und Gemeinden auch nach dem 31.12.2032 fortzuführen. Eine Abschaffung der Ausgleichszahlungen würde etwa im Vergleich zu den erheblich höheren Kosten für Redispatch-Maßnahmen keine nennenswerte Entlastung der Strompreise bewirken. Vor diesem Hintergrund überwiegen die positiven Effekte der bisherigen Regelung deutlich. Denn die Ausgleichszahlungen fördern die Akzeptanz und somit die beschleunigte Umsetzung der Projekte. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass Städte und Gemeinden regelmäßig einen Ausgleich für die mit Netzausbauvorhaben einhergehenden Belastungen des Gemeindegebiets einfordern. Die Ausgleichszahlungen stellen hierfür ein geeignetes, etabliertes und von den kommunalen Akteuren anerkanntes Instrument dar, insbesondere für Vorhaben, die nicht als Erdverkabelung und/oder in bestehender Trasse ausgeführt werden können. Darüber hinaus ist absehbar, dass für Vorhaben in Gleichstromtechnologie, die künftig als Freileitung realisiert werden, auch Forderungen nach einem Ausgleich für den Technologiewechsel erhoben werden. Schließlich leisten die Ausgleichszahlungen einen wesentlichen Beitrag zur Akzeptanz der Netzausbauvorhaben vor Ort. Sie unterstützen kommunale Entscheidungsträger und vermittelnde Akteure in Situationen mit Interessenkonflikten und ermöglichen eine ausgewogene Berücksichtigung der örtlichen Belange. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist die unbefristete Fortführung der Regelung daher erforderlich und zweckmäßig.
97	Evaluierung (Tz. 18)	-			Aus Sicht der ÜNB entstehen bei möglichen konzeptionellen Anpassungen der regulatorischen Regelungen nach 2037 Risiken, dass sich das zu diesem Zeitpunkt vorhandene betriebsnotwendige Vermögen nicht vollständig amortisiert. Bei Nutzungsdauern zwischen 30 und 40 Jahren haben sich aufgrund der hohen Investitionen bis 2025 im Jahre nur teilweise amortisiert und sind daher erhöhten Risken durch regulatorische Anpassungen ausgesetzt.
98	Sonstiges	-		Internationale Kostenteilung	Der neue Regulierungsrahmen sollte europäische Entwicklungen integrieren können, insbesondere im Hinblick auf gemeinsame Infrastrukturprojekte mehrerer Mitgliedstaaten. Diese Vorhaben können einen wesentlichen Beitrag zu den europäischen Klimaschutzzielen und zur Versorgungssicherheit leisten. Sofern sie für Deutschland einen systemischen Nutzen bringen, sollten die zugehörigen Kostenanteile, die auf die ÜNB entfallen, regulatorische Anerkennung finden. Zudem beeinflusst der Regulierungsrahmen maßgeblich Finanzierungs- und Fördermöglichkeiten. Gemeinsame Infrastrukturprojekte können neue Finanzierungsmodelle erfordern. Für diese Entwicklungen sollte der regulatorische Rahmen Raum lassen.
99	Sonstiges	-		Quellenverzeichnis	NERA (2023): Fremdkapitalzinssatz bei Investitionen in Strom- und Gasverteilnetze. Kurzgutachten im Auftrag des BDEW, 13.04.2023. NERA (2024): Internationale Lehren für die Einführung eines WACC-Modells. Basierend auf NERA-Kurzgutachten vom 29.07.2024 im Auftrag des BDEW, 21.10.2024. NERA (2025a): Ermittlung Eigenkapitalzinssatz. Präsentation im Auftrag des BDEW, 13.12.2024 (ergänzt am 30.01.2025). NERA (2025b): Fremdkapitalkosten Übertragungsnetze, Gutachten im Auftrag der vier ÜNB, 18.08.2025. NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina. Gutachten im Auftrag der vier ÜNB, 18.01.2026. Bundesnetzagentur (2025): Beschluss zur Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes (Entwurf). Geschäftszeichen: GBK-25-02-3#1, 30.06.2025. Bundesnetzagentur (2025): Beschluss zur Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes. Geschäftszeichen: GBK-25-02-3#1, 10.12.2025. Bundesnetzagentur (2025): Beschluss wegen der Festlegung der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (StromNEF). Geschäftszeichen: GBK-24-02-1#3, 10.12.2025. BNetzA (2025): Erlöse aus grenzüberschreitendem Engpassmanagement im Zeitraum vom 1. Januar 2024 bis 31. Dezember 2024. BGH EnVR 42/14, Beschluss vom 10.11.2015 Frontier Economics/Randl, Otto/Zechner, Josef (2025): Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode. Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025. Oxera (2025): Methodik zur Bestimmung der Marktrisikoprämie ab der 5. Regulierungsperiode. Studie im Auftrag von Netze BW, 09.04.2025. Ofgem (2025): RIIO-3 Final Determinations – Finance Annex, S.23. Kolegova, Paientko (2025): Does Split Rating Affect Corporate Bond Yields? Evidence from North America and Europe, S. 29 in: Central European Economic Journal, Volume 12 (2025): Issue 59 (January 2025). Abrufbar unter: https://doi.org/10.2478/ceej-2025-0002. Bloomberg (2026): Bloomberg Fixed Income Index Methodology, S. 22. Abrufbar unter: https://assets.bbhub.io/professional/sites/10/Bloomberg-Index-Publications-Fixed-Income-Index-Methodology.pdf.
100		!			
101		!			
102		!			

NERA
ECONOMICS. EXPERTS. EXPERIENCE.

Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina

Gutachten im Auftrag der 4ÜNB

18. Januar 2026

Autoren

Lorenz Wieshammer, CFA
Jonathan Schellenberg
Bruno Goes

Tomas Haug, CFA (Peer Review)

VERTRAULICHKEIT

Die Branchen unserer Kunden sind durch sehr starken Wettbewerb gezeichnet und die Wahrung der Vertraulichkeit im Hinblick auf Pläne und Daten unserer Kunden ist entscheidend. NERA wendet daher konsequent interne Maßnahmen zur Geheimhaltung an, um die Vertraulichkeit aller Informationen des Kunden zu schützen.

Unsere Branche ist gleichfalls sehr wettbewerbsintensiv. Wir sehen unsere Herangehensweisen und Einblicke als unser geistiges Eigentum und verlassen uns auf unsere Kunden, unsere Interessen an unseren Vorschlägen, Präsentationen, Methodologien und analytischen Techniken zu schützen. Unter keinen Umständen darf dieses Material ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von NERA mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

© NERA

NERA
Unter den Linden 14
10117 Berlin, Deutschland
www.nera.com

Inhalt

Kurzfassung ..... **i**

1. Einleitung **1**

2. Außergewöhnlich hoher Investitionsbedarf **2**
2.1. Längsschnitt mit historischen Investitionsvolumina 2
2.2. Querschnitt mit Beta-Vergleichsgruppe 5
2.3. Zwischenfazit 7

3. Risikoerhöhende Wirkung des Investitionsbedarfs **8**
3.1. Kapitalbindungsdauer 8
3.2. Investorenpool und Mitbestimmung 9
3.3. Liquidität 10
3.4. Operative Risiken 11
3.5. Berücksichtigung durch Ratingagenturen 13
3.6. Berücksichtigung durch ausländische Regulierungsbehörden 14
3.7. Berücksichtigung durch Gutachter von BNetzA und BMWE 15
3.8. Zwischenfazit 16

4. Methodik zur Quantifizierung des CAPEX-Aufschlags **17**
4.1. Ermittlungsansatz 17
4.2. Eingangsdaten 18
4.2.1. Moody's-Methodologie 18
4.2.2. FK-Aufschläge 21
4.2.3. Investitionsvolumina 22
4.3. Berechnungen 23
4.3.1. Rating-Score in Abhängigkeit der Investitionsintensität 24
4.3.2. FK-Aufschlag in Abhängigkeit des Rating-Scores 26
4.3.3. FK-Aufschlag in Abhängigkeit der Investitionsintensität 27
4.3.4. Skalierung des Deltas 28
4.4. Ergebnisse für den CAPEX-Aufschlag 30

5. Fazit **31**

Anhang A. Würdigung vorgebrachter Kritikpunkte **32**

Anhang B. Quantifizierung des Investitionsbedarfs **37**

Anhang C. Stabilität des Skalierungsfaktors **40**

© NERA

Kurzfassung

Die Bundesnetzagentur („BNetzA") überarbeitet derzeit – in einer Phase außerordentlich hoher energiewendebedingter Netzausbaubedarfe – den Regulierungsrahmen für Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB"). Die erlaubten Kapitalkosten sollen sich künftig als durchschnittlicher Gesamtkapitalkostensatz („WACC") ergeben, der sich aus einem kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz („EK-Zinssatz") und einem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz („FK-Zinssatz") zusammensetzt. Vor diesem Hintergrund haben die 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH („4ÜNB") NERA („uns") beauftragt, die Wirkung der außerordentlichen Investitionsvolumina auf den erforderlichen EK-Zinssatz zu untersuchen und eine Methodik zur Ableitung eines etwaigen CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz zu entwickeln.

Die Investitionsbedarfe der 4ÜNB sind im historischen Vergleich zu deutschen Netzbetreibern und im gegenwärtigen Vergleich zu europäischen Netzbetreibern außerordentlich hoch.

Zur Einordnung der Investitionsbedarfe der 4ÜNB ziehen wir vier Kennzahlen heran: das Verhältnis von Investitionsausgaben zu Sachanlagevermögen („CAPEX/SAV"), das jährliche Wachstum des Sachanlagevermögens, das Verhältnis von CAPEX zum EBITDA, und das Verhältnis von CAPEX zu Abschreibungen.

Im Längsschnitt mit deutschen Verteilnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber zeigt sich, dass die Investitionsintensität der 4ÜNB im Zeitraum 2022 bis 2026 deutlich oberhalb der üblichen Investitionstätigkeit deutscher Netzbetreiber in der Vergangenheit liegt. Die 4ÜNB werden sich auf absehbare Zeit außerhalb eines eingeschwungenen Zustands befinden.

Im Querschnitt mit den börsennotierten Vergleichsunternehmen, die bisher für die Ermittlung des Betafaktors herangezogen wurden, ergibt sich ein ähnliches Bild. Für alle vier Kennzahlen liegt die Investitionsintensität der 4ÜNB jeweils über dem Maximum der Beta-Vergleichsgruppe. Daraus folgt, dass die bisherige Ermittlungsmethodik für den EK-Zinssatz für die 4ÜNB nicht länger repräsentativ ist.

Der außerordentliche Investitionsbedarf hat eine risikoerhöhende Wirkung und erfordert eine Kompensation im EK-Zinssatz.

Die außergewöhnlich hohe Investitionsintensität der 4ÜNB wirkt über verschiedene Kanäle risikoerhöhend. Durch die hohen CAPEX-Volumina verschieben sich Ausschüttungen nach hinten, sodass die Kapitalbindungsdauer steigt. Dies geht mit einem Anstieg des regulatorischen Risikos einher. Bei regulierten Unternehmen besteht über kurzfristige Erlöse ein hoher Grad an Sichtbarkeit und Transparenz: Regulierungsrahmen und Parameter sind bekannt. Dies gilt für langfristige Rückflüsse nicht im gleichen Maße: Hier ist die Unsicherheit bezüglich künftiger regulatorischer Vorgaben größer.

Gleichzeitig erfordert der außerordentliche Investitionsbedarf eine Ausweitung des Investorenkreises. Investoren haben heterogene Renditeanforderungen. Die Angebotskurve für Eigenkapital ist daher nicht horizontal, sondern leicht ansteigend. Mit zunehmendem Volumen steigen die Renditeanforderungen zusätzlicher Investoren. Eine Ausweitung des Investorenpools kann überdies zur Verwässerung von Stimmrechten und Kontrollverlusten führen. Dem wird in der Bewertungspraxis häufig durch Aufschläge auf Diskontierungszinssätze oder Abschläge auf Unternehmenswerte Rechnung getragen.

© NERA

Da der Reinvestitionsbedarf den Spielraum für Ausschüttungen einschränkt, hängt die Wertrealisierung für Investoren stärker als in der Vergangenheit vom erzielbaren Verkaufspreis am Ende des Investitionszyklus an. Verkaufsprozesse werden voraussichtlich in eine Phase mit weiterhin hohem Kapitalbedarf für Netzinfrastrukturprojekte fallen, sodass die Nachfrage eingeschränkt sein könnte. Verzögerungen bei Transaktionen und eingeschränkte Marktliquidität sind in der Literatur als wesentliche Treiber von Illiquiditätsprämien im EK-Zinssatz anerkannt.

Zusätzlich steigen operative Risiken. Der Netzausbau erfolgt mit hoher Dringlichkeit, bei angespannten Lieferketten und vor dem Hintergrund vielfältiger technischer und regulatorischer Anforderungen. Zwar sieht der neue Regulierungsrahmen für ÜNB eine weitgehende Anerkennung der tatsächlichen Investitionskosten vor und reduziert damit zunächst das Risiko, dass Kostenüberschreitungen die Profitabilität unmittelbar beeinträchtigen. Allerdings erstreckt sich der Rückverdienst der Investitionen über sehr lange Zeiträume bis in die 2070er Jahre. Über diesen Horizont besteht Unsicherheit bezüglich der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens. Der hohe Fixkostenanteil der Netzausbauprojekte potenziert dieses Risiko, da sich Fixkosten bei ungünstigen wirtschaftlichen, politischen oder regulatorischen Entwicklungen nicht analog zu variablen Kosten einsparen lassen.

Ratingagenturen wie Moody's, S&P Global Ratings und Fitch Ratings tragen der risikoerhöhenden Wirkung hoher Investitionsvolumina explizit Rechnung. Hohe Investitionsbedarfe führen dort ceteris paribus zu „schlechteren" Bonitäten und damit zu höheren FK-Kosten. Dieser Zusammenhang gilt auch mit Blick auf den EK-Zinssatz, da Geschäftsrisiken stets FK- und EK-Investoren betreffen. Tatsächlich betrifft jedes Geschäftsrisiko EK-Investoren aufgrund der Nachrangigkeit ihrer Forderungen potenziell zuerst und stärker als FK-Investoren.

Daneben belegen Präzedenzfälle aus den Niederlanden und Großbritannien, dass Regulierungsbehörden bereits bei Investitionsvolumina unterhalb des 4ÜNB-Niveaus Aufschläge auf den EK-Zinssatz für erforderlich erachten. Entsprechende Aufschläge empfiehlt mit Blick auf den französischen ÜNB auch der Gutachter, den die BNetzA zum Thema der regulatorischen Kapitalverzinsung beauftragt hat.

Der CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz lässt sich ausgehend von der Moody's-Methodologie transparent ermitteln. Auf Basis der Analysen ergibt sich für den CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz eine Bandbreite zwischen 1,0 % und 1,6 % (nach Steuern).

Die Ermittlung des CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz basiert auf der Rating-Methodologie von Moody's, die die Risiken hoher Investitionsvolumina explizit über die Kennzahl CAPEX/SAV berücksichtigt. Die Ermittlungsmethodik gewährleistet per Konstruktion, dass nur solche Risiken erfasst und kompensiert werden, die nicht bereits über die Beta-Vergleichsgruppe abgebildet sind.

Unsere Ermittlungsmethodik sieht folgende Schritte vor:

- Im ersten Schritt ermitteln wir für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe die Kennzahl CAPEX/SAV. Diese Kennzahl dient in der Moody's-Methodologie als Maß für die Investitionsintensität. Die von Moody's vergebene Bonitätsbewertung ist umso geringer, je höher die CAPEX/SAV-Kennzahl ist.
- Im zweiten Schritt ermitteln wir unter Berücksichtigung der CAPEX/SAV-Kennzahl ein vereinfachtes Rating für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe. Dabei harmonisieren wir die Annahmen zu den anderen Ratingfaktoren, um den Effekt der Investitionsintensität auf die Bonitätsbewertung zu isolieren.

- Auf Basis der vereinfachten Bonitätsbewertung ermitteln wir im dritten Schritt einen FK-Aufschlag für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe. Sofern sich dieser FK-Aufschlag zwischen den 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe unterscheidet, muss dies dem Einfluss unterschiedlicher Investitionsintensitäten geschuldet sein, da alle anderen Ratingeinflüsse im zweiten Schritt harmonisiert wurden.
- Im vierten Schritt bilden wir die Differenz aus den FK-Aufschlägen für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe. Die Differenz entspricht einer FK-Risikoprämie für unterschiedlich ausgeprägte Investitionsintensitäten.
- Im fünften Schritt skalieren wir diese FK-Risikoprämie in einen CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz. Dazu betrachten wir relative EK- und FK-Risikoprämien bei regulierten Netzbetreibern.

Unsere Berechnungen ergeben eine Bandbreite für den CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz von rund 1,0 bis 1,6 Prozentpunkten nach Steuern. Diese Bandbreite deckt sich mit Präzedenzfällen aus den Niederlanden und Großbritannien.

Die vorgetragenen Vorbehalte am CAPEX-Aufschlag lassen sich entkräften und stehen einer Anwendung nicht entgegen.

Im bisherigen Verlauf des NEST-Prozesses haben die BNetzA und andere Stakeholder verschiedene Diskussionspunkte vorgetragen, die einer Anwendung des CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz potenziell entgegenstehen könnten. Allerdings lassen sich alle Vorbehalte entkräften und stehen einer Anwendung des CAPEX-Aufschlags nicht entgegen.

Insbesondere wird es durch den CAPEX-Aufschlag nicht zu einer Doppelvergütung der mit der Investitionsintensität verbundenen Risiken kommen. Der Ermittlungsansatz für den CAPEX-Aufschlag gewährleistet nämlich per Konstruktion, dass nur CAPEX-Volumina über denjenigen der Beta-Vergleichsunternehmen zu einem Aufschlag führen. Auch mit Blick auf den vorgesehenen Beschleunigungsanreiz (Redispatch-Bonus) kommt es durch den CAPEX-Aufschlag nicht zu einer Doppelvergütung. Der CAPEX-Aufschlag vergütet Mehrrisiken. Der Redispatch-Beschleunigungsanreiz ist ein spezifisches Element der Output-Orientierung, das Anstrengungen zur Reduzierung von Redispatch-Kosten belohnen soll. Elemente der Output-Orientierung können kein Ersatz für eine risikoadäquate Kapitalverzinsung darstellen.

Darüber hinaus macht die für die 4ÜNB vorgesehene Cost-Plus-Regulierung den CAPEX-Aufschlag nicht entbehrlich. Zwar wird der überarbeitete Regulierungsrahmen voraussichtlich zu einer raschen und vollständigen Anerkennung von CAPEX führen. Gleichzeitig werden aber neue Effizienz- und Anreizmechanismen eingeführt. Zudem ist zu berücksichtigen, dass auch die Unternehmen der Beta-Vergleichsgruppe in stark kostenorientierten Regulierungsregimen tätig sind.

Auch das vorgebrachte Bedenken, wonach der CAPEX-Aufschlag einen Fehlanreiz zur Überkapitalisierung setzen könnte, steht einer Anwendung nicht entgegen. Zunächst erscheint die Sorge vor zu hohen Investitionen im aktuellen Marktumfeld nicht naheliegend. Vielmehr besteht die Gefahr von zu geringen Investitionen. Darüber hinaus unterliegen die Investitionen der ÜNB gesetzlichen Vorgaben und behördlichen Kontrollen. Der gewählte Durchschnittszeitraum bei der Ermittlung der CAPEX-Kennzahl würde etwaige Fehlanreize überdies vermeiden.

Zuletzt sind angeblich fehlenden Präzedenzfälle kein tragfähiges Argument gegen die Anwendung des CAPEX-Aufschlags. Die Investitionsbedarfe der 4ÜNB liegen auf einem präzedenzlos hohen

Niveau. Dementsprechend können naturgemäß keine Präzedenzfälle für den regulatorischen Umgang mit derartigen Investitionsvolumina existieren. Tatsächlich existieren aus den Niederlanden und Großbritannien aber Präzedenzfälle für die Anwendung von CAPEX-Aufschlägen bei ebenfalls hohen Investitionsvolumina. Da die Investitionsbedarfe bei den ÜNB auch gegenüber anderen deutschen Energienetzbetreibern erhöht sind, ist im Übrigen nicht mit einer „flächendeckenden" Anwendung des CAPEX-Aufschlags zu rechnen.

1. Einleitung

Infolge eines Urteils des Europäischen Gerichtshofes[1] reformiert die Bundesnetzagentur („BNetzA") derzeit den Regulierungsrahmen für Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB"). Die Neugestaltung des Regulierungsrahmens fällt in eine Periode mit außergewöhnlich hohem Investitionsbedarf in die Übertragungsnetze. Die BNetzA trägt dieser Sondersituation über ein separates Festlegungsverfahren für ÜNB Rechnung, welches dem generellen NEST-Prozess für Verteilnetzbetreiber („VNB") und Fernleitungsnetzbetreiber („FNB") zeitlich nachgelagert ist. Die erlaubten Kapitalkosten sollen sich im reformierten Regulierungsrahmen als durchschnittlicher Gesamtkapitalkostensatz („WACC") ergeben. Der WACC soll sich aus einem kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz („EK-Zinssatz") und einem kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz („FK-Zinssatz") zusammensetzen.

Die ÜNB 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH („4ÜNB") haben NERA („uns") beauftragt, die Wirkung der außerordentlichen Investitionsvolumina auf den erforderlichen EK-Zinssatz zu untersuchen. Das vorliegende Gutachten baut hierzu auf unsere Präsentation aus dem Expertenaustausch vom 9. Mai 2025[2] und unsere im Rahmen der 4ÜNB-Stellungnahme in den NEST-Prozess eingebrachten Folien vom 18. August 2025 auf. Das vorliegende Gutachten quantifiziert den außergewöhnlich hohen Investitionsbedarf der ÜNB, zeigt die risikoerhöhende Wirkung des Investitionsbedarfs und entwickelt eine Methodik zur Ableitung eines CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz. Es gliedert sich dazu in die folgenden Abschnitte:

- **Kapitel 2** quantifiziert den Investitionsbedarf der ÜNB in Abgrenzung zu historischen Investitionsvolumina deutscher Energienetzbetreiber und über einen kontemporären Vergleich mit internationalen Energienetzbetreibern.
- **Kapitel 3** beschreibt die risikoerhöhende Wirkung des Investitionsbedarfs der 4ÜNB. Dazu erläutern die Unterkapitel 3.1 bis 3.4 verschiedene Kanäle, über die die Investitionsintensität auf das Risikoprofil und damit die erforderliche Kapitalverzinsung wirkt. Unterkapitel 3.5 stellt dar, dass Ratingagenturen den Zusammenhang zwischen Investitionsintensität und Kapitalkosten berücksichtigen und erläutert, weshalb dieser Zusammenhang auf den EK-Zinssatz übertragbar ist. Abschließend beleuchten Unterkapitel 3.6 und Unterkapitel 3.7 Präzedenzfälle und relevante gutachterliche Empfehlungen zum Umgang mit erhöhter Investitionsintensität bei der Festlegung regulatorischer Kapitalkosten für regulierte Infrastruktur.
- **Kapitel 4** entwickelt eine Methodik zur Quantifizierung des CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz. Unterkapitel 4.1 erörtert den Ermittlungsansatz in Anlehnung an die Methodologie der Ratingagentur Moody's. Unterkapitel 4.2 beschreibt dazu die Rating-Methodologie und die verwendete Datengrundlage. Unterkapitel 4.3 veranschaulicht die Berechnungen. Abschließend präsentiert Unterkapitel 4.4 die Ergebnisse.
- **Kapitel 5** fasst die wesentlichen Erkenntnisse zusammen.

Anhang A würdigt hervorgebrachte Kritikpunkte an der Anwendung eines CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz. Anhang B und Anhang C enthalten methodische Details.

[1] EuGH, Urt. v. 02.09.2021, C-718/18.

[2] NERA (2025): Kapitalkosten Übertragungsnetze, Link.

2. Außergewöhnlich hoher Investitionsbedarf

Die Energiewende erfordert außerordentlich hohe Investitionen in die Energienetzinfrastruktur – insbesondere in die Übertragungsnetze. Hierfür sind verschiedene Entwicklungen maßgeblich. Erstens lässt die zunehmende Elektrifizierung in verschiedenen Wirtschaftsbereichen einen Anstieg der Stromnachfrage erwarten. Neue Akteure und Technologien wie E-Mobilität, Datenzentren oder Künstliche Intelligenz werden diesen Trend verstärken. Zweitens erhöht der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen die Distanz zwischen Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen, zum Beispiel mit Blick auf die Anbindung von Offshore-Windparks. Drittens sorgt das wetter- und saisonabhängige Einspeiseprofil der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen für Herausforderungen und Ausbaubedarf im Netz. Dem aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025) zufolge betragen die geplanten Investitionen der 4ÜNB etwa 290 Milliarden Euro bis 2037, wovon etwa 180 Milliarden Euro für den landseitigen Netzausbau sowie 110 Milliarden Euro für den Offshore-Netzausbau vorgesehen sind. Bis 2045 soll das Gesamtvolumen der Investitionen auf insgesamt 360 bis 390 Milliarden Euro ansteigen.[3]

Diese Investitionsvolumina sind sowohl im zeitlichen Vergleich als auch relativ zu anderen Netzbetreibern außerordentlich. Um dies zu verdeutlichen, vergleicht Kapitel 2.1 die Investitionen der 4ÜNB mit den historischen Investitionsvolumina deutscher Strom- und Gasnetzbetreiber. Kapitel 2.2 vergleicht die Investitionsvolumina zwischen den 4ÜNB und börsennotierten Vergleichsunternehmen, die in der Vergangenheit bei der Ermittlung des Betafaktors herangezogen wurden.

2.1. Längsschnitt mit historischen Investitionsvolumina

Abbildung 1 stellt die absoluten Investitionen verschiedener Energienetzbetreiber in Deutschland zwischen 2014 und 2025 dar. Nach dem Jahr 2022 zeigt sich ein signifikanter Anstieg der absoluten Investitionen in die Stromnetze. Dieser Anstieg ist bei den ÜNB stärker ausgeprägt als bei den VNB. Während in der Vergangenheit die kumulierten Investitionen in das Verteilnetz häufig höher waren als in der Übertragungsnetze, hat sich dieses Verhältnis inzwischen umgekehrt. Im Jahr 2025 werden doppelt so hohe Investitionen in das Übertragungsnetz wie in das Verteilnetz erwartet.

Um die Bedeutung der Investitionsvolumina für die betroffenen Unternehmen zu bewerten, ist die absolute Höhe der Investitionsvolumina aber nur bedingt aussagekräftig. Wir betrachten daher vier Kennzahlen, die die Investitionstätigkeit von Netzbetreibern aus unterschiedlichen Perspektiven messen und ins Verhältnis mit der Unternehmensgröße setzen:

- **CAPEX/SAV:** Das Verhältnis von CAPEX zum Sachanlagevermögen („SAV") eines Netzbetreibers misst den Anteil der jährlichen Investitionen relativ zur Anlagenbasis. Die Ratingagentur Moody's berücksichtigt dieses Verhältnis explizit bei der Bonitätsbewertung regulierter Netzbetreiber und identifiziert es als einen Risikotreiber (siehe Kapitel 4.2.1).[4] Die Kennzahl ist umso höher, je intensiver die Investitionstätigkeit ist.
- **SAV-Wachstum:** Das jährliche Wachstum des Sachanlagevermögens steht in engem Zusammenhang mit der Entwicklung der regulierten Anlagenbasis („RAB"). Unter Investoren ist das

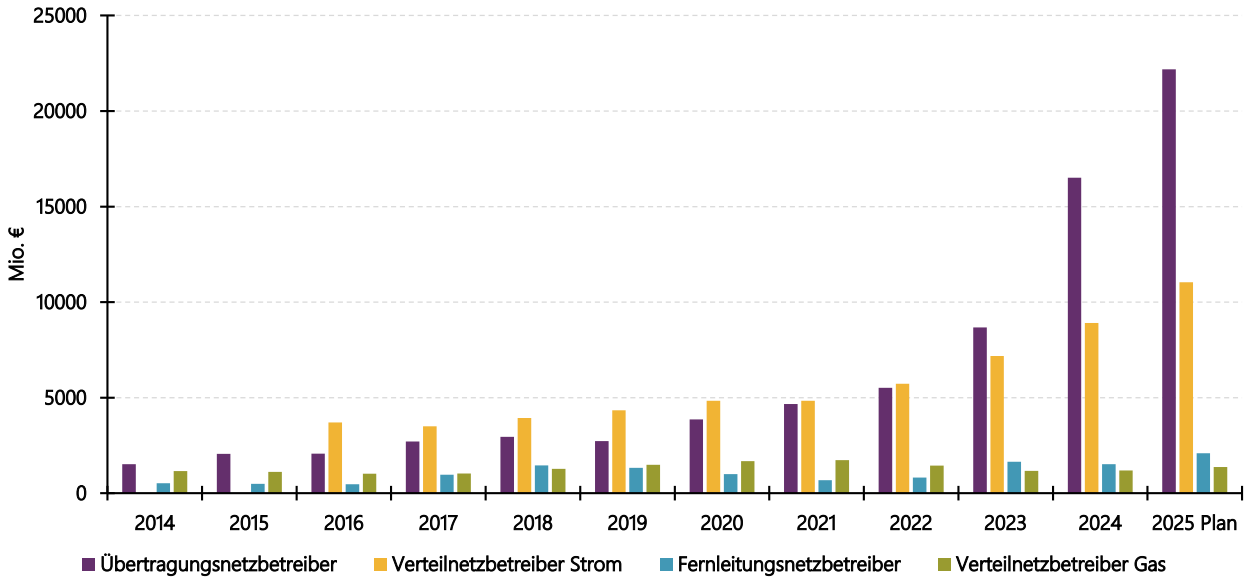
[3] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (2025): Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf, S. 148 und S. 164.

[4] Moody's (2022): Rating Methodology – Regulated Electric and Gas Networks, S. 11.

SAV-Wachstum oder RAB-Wachstum ein gängiges Maß für die Investitionsintensität. Beispielsweise führt ein konstantes jährliches SAV-Wachstum von 15 % über fünf Jahre hinweg zu einer Verdopplung des Sachanalagevermögens. Das SAV-Wachstum hängt eng mit der ersten Kennzahl (CAPEX/SAV) zusammen, berücksichtigt aber zusätzlich den Einfluss von Abschreibungen.[5]

- **CAPEX/EBITDA:** Das Verhältnis von CAPEX zu EBITDA setzt den Kapitalbedarf in Relation zur Innenfinanzierungskapazität, sofern man das EBITDA als Proxy für den operativen Cashflow eines Netzbetreibers betrachtet.[6] Je höher der Wert ausfällt, desto stärker belastet der Ausbau die interne Finanzierungskapazität und desto eher steigt der Bedarf an externer Finanzierung.
- **CAPEX/Abschreibungen:** Das Verhältnis von CAPEX zu Abschreibungen lässt sich als Maß für die Abweichung vom „Steady State" im Netzbetrieb interpretieren. In einem eingeschwungenen Gleichgewichtszustand sollten sich Ersatzinvestitionen und Abschreibungen annähernd die Waage halten, sodass ein Verhältnis im Bereich um 100 % zu erwarten ist. Werte deutlich über 100 % indizieren eine Abkehr vom Steady State.

Abbildung 1: Absolute Investitionsvolumina deutscher Netzbetreiber 2014 bis 2025



Quelle: NERA-Darstellung auf Basis BNetzA und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2025, S. 100-101, S. 218.

Tabelle 1 zeigt diese vier Kennzahlen im Durchschnitt für die 4ÜNB über den Zeitraum 2022 bis 2026.[7] Wie in Abbildung 1 ersichtlich, deckt dieser Zeitraum den energiewendebedingten Anstieg der Investitionstätigkeit bei den 4ÜNB ab.

---

5 Abgesehen vom Einfluss der Abschreibungen können sich die Kennzahlen „CAPEX/SAV" und „SAV-Wachstum" auch unterscheiden, da wir „CAPEX/SAV" entsprechend dem Vorgehen der Ratingagentur Moody's im Nenner Jahresendwerte berücksichtigen. Beim „SAV-Wachstum" berücksichtigen wir im Sinne einer Wachstumsrate im Nenner Jahresanfangswerte.

6 „EBITDA" ist die Abkürzung für „Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization" und bezeichnet den Gewinn vor Zinsen, Steuern, Abschreibungen auf Sachanlagen und Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände.

7 Wir berechnen die vier Kennzahlen jährlich auf Basis bereits realisierter Werte sowie Werte aus Prognosen der ÜNB. Alle ÜNB-Werte wurden uns von den ÜNB Anfang Oktober 2025 übermittelt.

Tabelle 1: Investitionsvolumina der 4ÜNB im Durchschnitt, 2022-2026

CAPEX/SAV	SAV-Wachstum	CAPEX/EBITDA	CAPEX/Abschreibungen
26 %	31 %	325 %	1003 %

Quelle: NERA-Analyse, gerundete Werte.

Wir vergleichen diese Kennzahlen im Folgenden mit historischen Kennzahlen deutscher Energienetzbetreiber. Wir bilden dazu eine Stichprobe aus 38 deutschen VNB und FNB über den Zeitraum von 2008 bis 2019. Die Analyse basiert auf Daten von S&P Capital IQ. Anhang B enthält Details zu den Selektionskriterien und der Zusammensetzung der Stichprobe. Auch für die deutschen Energienetzbetreiber ermitteln wir die Kennzahlen über ein fünfjähriges Durchschnittsfenster. Dies gewährleistet Robustheit gegenüber Ausreißern. Da sich aufgrund des zwölfjährigen Analysezeitraums mehrere Fünfjahresdurchschnitte pro Unternehmen bilden lassen, führt dies zu ungefähr einhundert Beobachtungen pro Kennzahl.[8] Diese Beobachtungen geben Aufschluss über die reguläre Investitionstätigkeit deutscher Energienetzbetreiber in einem annähernd eingeschwungenen Gleichgewichtszustand – bevor es zum energiewendebedingten Anstieg der Investitionen kam. Die in den ersten vier Regulierungsperioden zur Ermittlung des EK-Zinssatzes herangezogene Methodik war aus Sicht der BNetzA geeignet, um die Risiken des Netzbetriebs in diesem Steady State abzudecken.

Abbildung 2 zeigt die vier Kennzahlen für die Stichprobe deutscher Energienetzbetreiber als kumulierte Verteilungsfunktion.[9] Die kumulierte Verteilungsfunktion gibt auf der vertikalen Achse an, welcher Anteil der Beobachtungen unterhalb den auf der horizontalen Achse angegebenen Werten liegen. Zum Beispiel liegen in der Stichprobe der deutschen Energienetzbetreiber 40 % der CAPEX/EBITDA-Beobachtungen unterhalb von 50 %. Alle CAPEX/EBITDA-Beobachtungen liegen unter 150 %. Das für den Zeitraum 2022 bis 2026 für die 4ÜNB ermittelte CAPEX-EBITDA-Verhältnis in Höhe von 325 % liegt damit mehr als doppelt so hoch wie der Höchstwert in der Stichprobe deutscher Energienetzbetreiber (2008 bis 2019).

Der Vergleich zwischen den Kennzahlen deutscher Energienetzbetreiber für den Zeitraum 2008 bis 2019 mit denjenigen der 4ÜNB für den Zeitraum 2022 bis 2026 führt im Einzelnen zu den folgenden Ergebnissen:

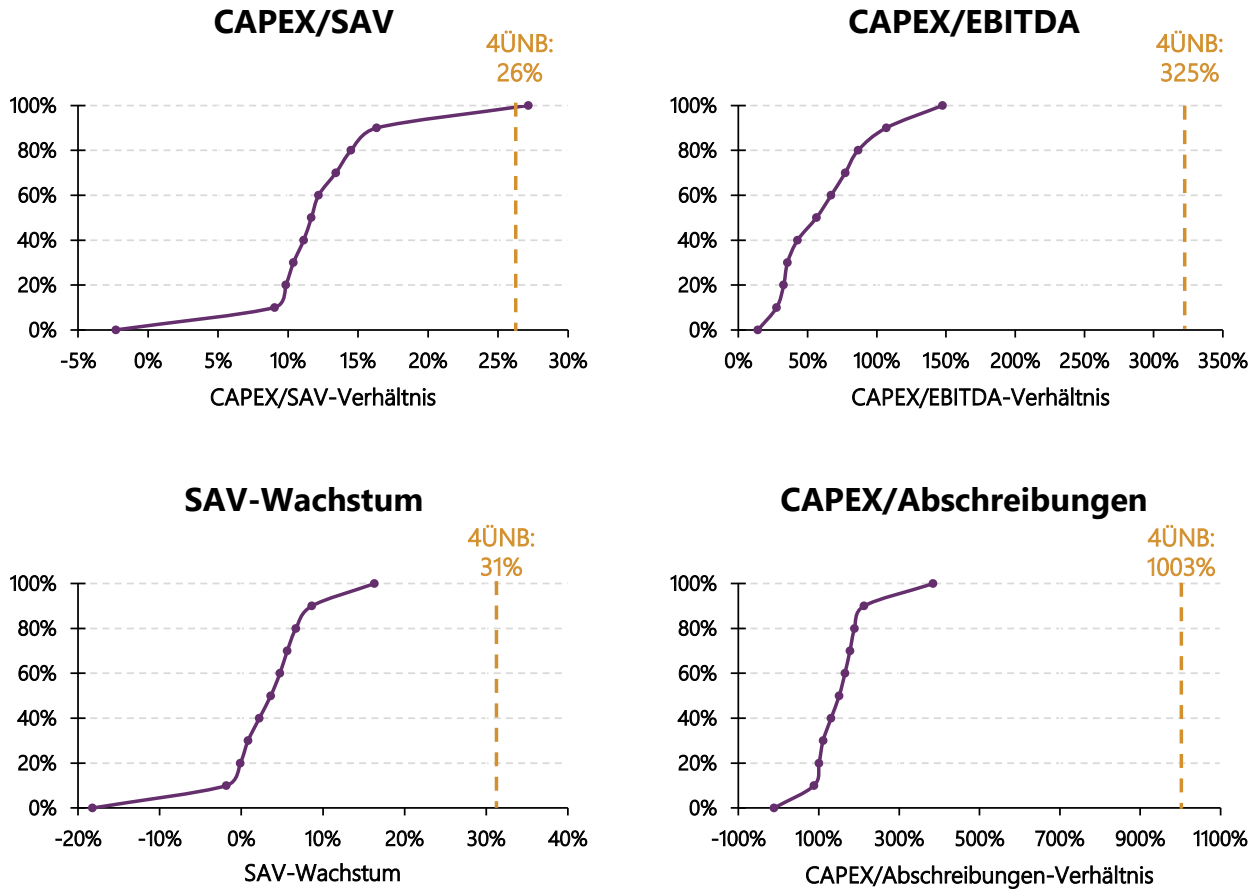
- **CAPEX/SAV**: Bei der Kennzahl CAPEX/SAV liegt der Median der Vergleichsgruppe bei 12 % und der Durchschnitt leicht darüber. Das 90. Perzentil liegt bei 16 %. Der 4ÜNB-Wert liegt mit 26 % nahe dem Stichprobenmaximum von 27 %.
- **SAV-Wachstum**: Das durchschnittliche SAV-Wachstum der Vergleichsgruppe liegt im Median bei 4 % und im Durchschnitt bei 3 %. Das Maximum liegt bei 16 % und ist nur etwa halb so hoch wie der 4ÜNB-Wert in Höhe von 31 %.
- **CAPEX/EBITDA**: Bei der Kennzahl CAPEX/EBITDA liegt der Median der Vergleichsgruppe bei 56 % und der Durchschnitt bei 61 %. Das Maximum liegt bei 148 % und beträgt damit weniger als die Hälfte des 4ÜNB-Werts von 325 %.

[8] Aufgrund variierender Datenverfügbarkeit bei den Eingangsvariablen (CAPEX, SAV, Abschreibungen, EBITDA) in die vier Kennzahlen unterscheidet sich die Anzahl der verfügbaren 5-Jahresdurchschnitte zwischen den vier Kennzahlen.

[9] Eine Übersicht zur deskriptiven Statistik für die vier Kennzahlen findet sich in Anhang B.

- **CAPEX/Abschreibungen**: Bei der Kennzahl CAPEX/Abschreibungen liegt der Median der Vergleichsgruppe bei 151 % und der Durchschnitt bei 150 %. Das Maximum liegt bei 385 %. Dies entspricht etwas mehr als einem Drittel des ÜNB-Werts von 1003 %.

Abbildung 2: Investitionsvolumina deutscher Energienetzbetreiber, 2008-2019



Quelle: NERA-Analyse basierend auf Daten von S&P Capital IQ sowie auf Daten der 4ÜNB.

Insgesamt zeigt sich, dass die aktuelle Investitionsintensität der 4ÜNB (2022 bis 2026) nach allen Kennzahlen signifikant über der historischen Investitionsintensität deutscher Energienetzbetreiber (2008 bis 2019) liegt. Dies wirft die Frage auf, ob Regulierungsrahmen und die bisherige Ermittlungsmethodik für den EK-Zinssatz, welche Verordnungsgeber und BNetzA für den eingeschwungenen Zustand entwickelt haben, für die aktuelle Situation der 4ÜNB weiter angemessen ist. Mit Blick auf den generellen Regulierungsrahmen hat die BNetzA dies im Rahmen des NEST-Prozesses bereits verneint und mit Verweis auf die hohe Investitionsintensität die Entwicklung eines gesonderten Regulierungsrahmens für die 4ÜNB angestoßen.[10]

2.2. Querschnitt mit Beta-Vergleichsgruppe

Neben dem Vergleich mit historischen Investitionsvolumina deutscher Energienetzbetreiber ist ein kontemporärer Vergleich mit internationalen Energienetzbetreibern aufschlussreich. Dafür greifen wir auf die (verbleibenden) börsennotierten Vergleichsunternehmen zurück, welche die BNetzA in

[10] BNetzA (2025): Entwurf zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber, GBK-25-01-1#2.

den bisherigen vier Regulierungsperioden zur Ermittlung des Betafaktors verwendet hat („Beta-Vergleichsgruppe"). Konkret handelt sich dabei um die in Tabelle 2 gezeigten Unternehmen.

Tabelle 2: Beta-Vergleichsunternehmen

Name	Land	Netzbetreiber
National Grid	Großbritannien / USA	ÜNB
Redeia Corporacion	Spanien	ÜNB
Redes Energeticas Nacionais	Portugal	ÜNB
Terna	Italien	ÜNB
Elia Group	Belgien	ÜNB
Snam	Italien	FNB
Enagas	Spanien	FNB
APA Group	Australien	FNB
TC Energy Corporation	Kanada	FNB

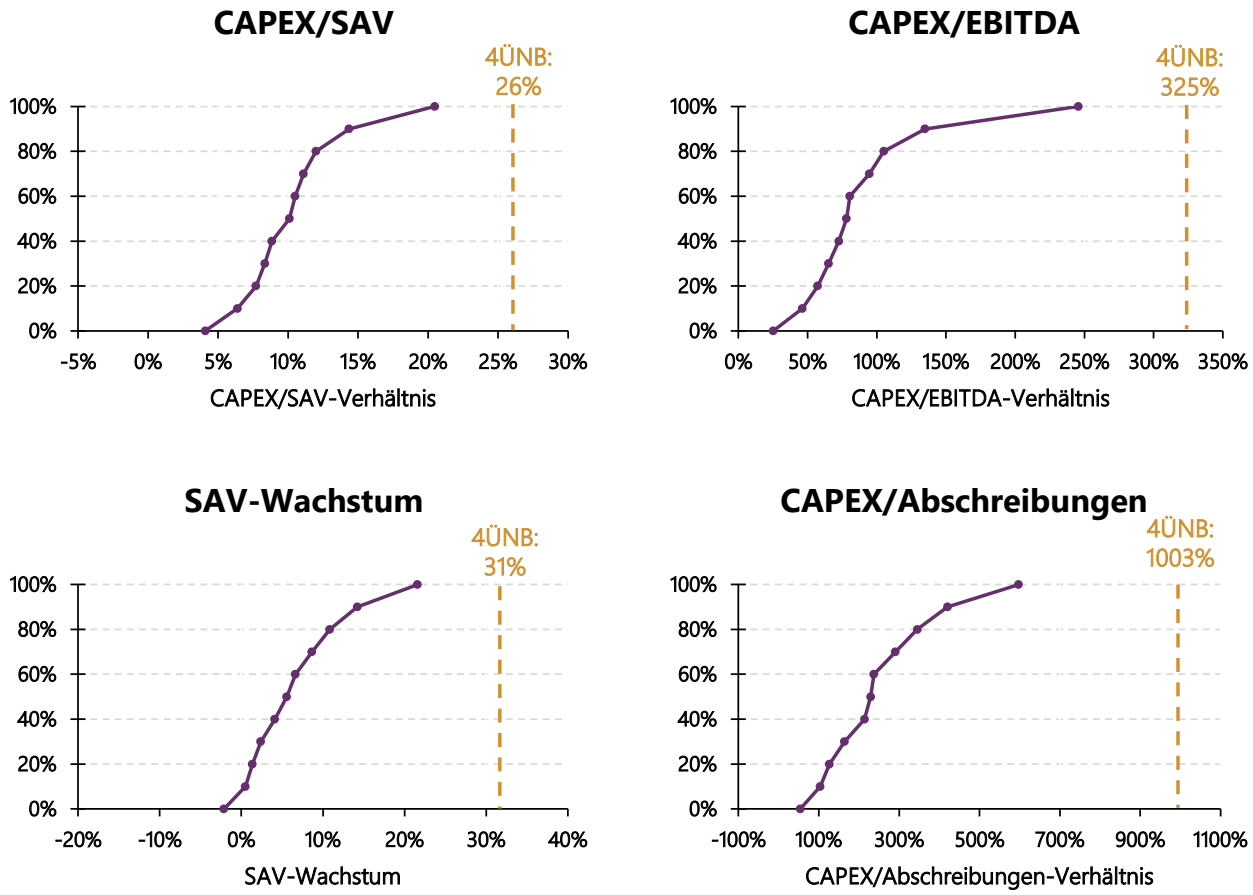
Anmerkung; Diese Unternehmensauswahl basiert auf der Beta-Vergleichsgruppe der BNetzA für RP4. Weitere Unternehmen der Beta-Vergleichsgruppe aus RP4, Spark Infrastructure und Ausnet Services, sind mittlerweile nicht mehr börsennotiert und wurden daher ausgeschlossen. TC Energy ersetzt TC Pipelines, ein weiteres Unternehmen aus der Beta-Vergleichsgruppe für RP4, da Letzteres 2020 durch Ersteres aufgekauft wurde.

Für diese neun Unternehmen ermitteln wir Fünfjahresdurchschnitte über den Zeitraum 2022 bis 2026 für jede der vier Kennzahlen. Datengrundlage für die realisierten Werte und die Prognosewerte ist der Anbieter S&P Capital IQ. Abbildung 3 vergleicht die so ermitteln Werte mit den entsprechenden Durchschnitten für die 4ÜNB.

Der Vergleich zwischen den Kennzahlen der Beta-Vergleichsunternehmen mit denjenigen der 4ÜNB für den Zeitraum 2022 bis 2026 führt im Einzelnen zu den folgenden Ergebnissen:

- **CAPEX/SAV**: Bei der Kennzahl CAPEX/SAV liegen Median und Durchschnitt der Beta-Vergleichsgruppe bei 10 %. Das Maximum liegt bei 20 % und ist damit niedriger als der 4ÜNB-Wert in Höhe von 26 %.
- **SAV-Wachstum**: Das durchschnittliche SAV-Wachstum der Beta-Vergleichsgruppe liegt im Median bei 6 % und im Durchschnitt bei 7 %. Das Maximum liegt bei 22 % und damit unter dem 4ÜNB-Wert von 31 %.
- **CAPEX/EBITDA-Verhältnis**: Bei der Kennzahl CAPEX/EBITDA liegt der Median der Beta-Vergleichsgruppe bei 78 % und der Durchschnitt bei 92 %. Das Maximum liegt bei 246 % und ist damit niedriger als der ÜNB-Wert von 325 %.
- **CAPEX/Abschreibungen-Verhältnis**: Bei der Kennzahl CAPEX/Abschreibungen liegt der Median der Beta-Vergleichsgruppe bei 229 % und der Durchschnitt bei 253 %. Das Maximum liegt bei 597 % und ist damit deutlich niedriger als der ÜNB-Wert von 1003 %.

Abbildung 3: Investitionsvolumina der Beta-Vergleichsgruppe, 2022-2026



NERA-Darstellung basierend auf Daten von S&P Capital IQ und der 4ÜNB.

Insgesamt zeigt sich, dass die Investitionsintensität der 4ÜNB deutlich über dem Mittel und allen Verteilungsmaßen der Beta-Vergleichsunternehmen liegt. Anders ausgedrückt sind die Investitionen der 4ÜNB umfangreicher als diejenigen aller Beta-Vergleichsunternehmen einschließlich der ÜNB aus Belgien, Großbritannien, Italien, Spanien und Portugal. Daraus folgt, dass die bisherige Ermittlungsmethodik für den EK-Zinssatz die außerordentlich hohen Investitionen der 4ÜNB nicht über den Betafaktor abbildet.

2.3. Zwischenfazit

Ausgelöst durch die Energiewende haben die 4ÜNB besonders nach 2022 einen deutlichen Anstieg der Investitionen verzeichnet, der in den kommenden Jahren anhalten wird. Die Investitionsintensität ist signifikant höher als für andere deutsche Energienetzbetreiber während der ersten vier Regulierungsperioden. Die 4ÜNB befinden sich auf absehbare Zeit außerhalb eines eingeschwungenen Zustands.

Im Weiteren ist die Investitionsintensität der 4ÜNB zwischen 2022 und 2026 deutlich höher als beim Durchschnitt und jedem einzelnen Unternehmen der Beta-Vergleichsgruppe im gleichen Zeitraum. Zu dieser Beta-Vergleichsgruppe zählen diverse ÜNB aus anderen europäischen Ländern. Daraus folgt, dass die bisherige Ermittlungsmethodik für den EK-Zinssatz, gemäß welcher investitionsbedingte Risiken über den Betafaktor erfasst wurden, für die 4ÜNB nicht länger repräsentativ ist.

3. Risikoerhöhende Wirkung des Investitionsbedarfs

Nachdem Kapitel 2 etabliert hat, dass die Investitionsintensität bei den 4ÜNB gemessen durch verschiedene Kennzahlen, gegenüber verschiedenen Vergleichsgruppen und über verschiedene Zeiträume außerordentlich hoch ist, geht das vorliegende Kapitel 3 der Frage nach, wie sich dies auf das Risikoprofil von 4ÜNB-Investitionen auswirkt.

Dazu erläutern die Unterkapitel 3.1 bis 3.4 verschiedene Kanäle, über die die Investitionsintensität auf das Risikoprofil und damit die erforderliche Kapitalverzinsung wirkt. Unterkapitel 3.5 stellt dar, dass Ratingagenturen den Zusammenhang zwischen Investitionsintensität und FK-Risiko berücksichtigen und erläutert, weshalb dieser Zusammenhang auf EK-Investitionen übertragbar ist. Abschließend beleuchten Unterkapitel 3.6 und Unterkapitel 3.7 Präzedenzfälle und relevante gutachterliche Empfehlungen zum Umgang mit erhöhter Investitionsintensität bei der Festlegung regulatorischer Kapitalkosten für regulierte Infrastruktur.

3.1. Kapitalbindungsdauer

Der hohe Investitionsbedarf wirkt sich kurz- und mittelfristig negativ auf die Cashflows der 4ÜNB aus, da die Ausgaben für CAPEX die Einnahmen aus Tarifen und Engpasserlösen deutlich übersteigen. Dies zeigt sich approximativ am Verhältnis aus CAPEX zu EBITDA in Tabelle 1. Ausschüttungen und Kapitalrückflüsse an Investoren verschieben sich daher zeitlich nach hinten. Anders ausgedrückt erhöht der Investitionsbedarf die Kapitalbindungsdauer.

Auf Finanzmärkten existiert häufig ein enger Zusammenhang zwischen der erwarteten Rendite einer Investition und ihrer Kapitalbindungsdauer. Beispielsweise steigen risikolose Zinssätze üblicherweise mit zunehmender Kapitalbindungsdauer.[11] Auch FK-Risikoprämien steigen regelmäßig mit der Kapitalbindungsdauer.[12] Für den Zusammenhang zwischen erwarteten Aktienrenditen (bzw. Aktienrisikoprämien) und Kapitalbindungsdauern zeigt sich in der Literatur kein eindeutiges Bild beziehungsweise scheint der Zusammenhang zeitvariabel zu sein.[13] Gängige Asset-Pricing-Modelle implizieren aber üblicherweise einen positiven Zusammenhang zwischen erwarteter Aktienrendite und Kapitalbindungsdauer.[14]

Bei Investitionen in regulierte Energienetzbetreiber ist von einem positiven Zusammenhang zwischen Risikoprämie und Kapitalbindungsdauer auszugehen. Insbesondere steigt das regulatorische Risiko, je weiter Rückflüsse in die Zukunft rücken. Bei regulierten Unternehmen besteht über kurzfristige Erlöse ein hoher Grad an Sichtbarkeit und Transparenz: Regulierungsrahmen und Parameter sind bekannt. Dies gilt für langfristige Rückflüsse nicht im gleichen Maße: Hier ist die Unsicherheit bezüglich künftiger regulatorischer Vorgaben größer. Änderungen am Regulierungsrahmen oder werttreibenden Parametern sind über lange Zeiträume hinweg wahrscheinlicher. Somit existiert eine

11 Brealey & Myers (2000): Principles of Corporate Finance. 6th Edition. Kapitel 23.4.

12 Han, Subrahmanyam, & Zhou (2017): The term structure of credit spreads, firm fundamentals, and expected stock returns. Journal of Financial Economics, 124(1), 147-171.

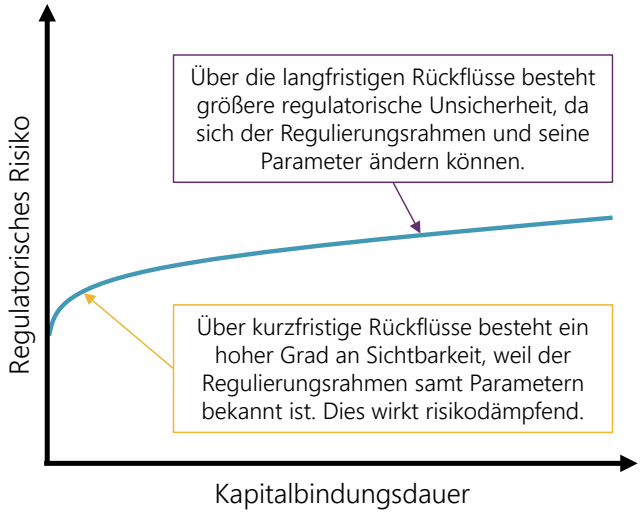
13 Duarte & Rosa (2015): The equity risk premium: a review of models. Economic Policy Review, (2), 39-57.

14 Bansal, Miller, Song & Yaron (2021): The term structure of equity risk premia. Journal of Financial Economics, 142(3), 1209-1228.

erhöhte Unsicherheit bezüglich der langfristigen Cashflows regulierter Unternehmen im Vergleich zu kurzfristigen Cashflows.

Der Netzausbaubedarf führt dazu, dass kurzfristige Cashflows mit geringerem regulatorischem Risiko zurückgehen. Dadurch fällt ein größerer Teil des Rückverdienst in den längerfristigen Zeitraum mit größerer regulatorischer Unsicherheit. Bei einer im Jahr 2030 errichten Freileitung mit einer regulatorischen Abschreibungsdauer von 40 Jahren reicht der Amortisationszeitraum beispielsweise bis ins Jahr 2070.[15] Die BNetzA beabsichtigt, den ÜNB-Regulierungsrahmen bereits vor 2034 zu evaluieren, um den Regulierungsrahmen bei Bedarf ab 2038 nachjustieren zu können.[16] Wie diese Nachjustierungen ausfallen, ist zum aktuellen Zeitpunkt unbekannt, aber für die Rentabilität der gegenwärtig getätigten Investitionen zentral. Dies macht Investitionen in Energienetze mit erheblichem Ausbaubedarf riskanter. Dadurch steigen das regulatorische Risiko und die erwartete Risikokompensation. Abbildung 4 illustriert den Zusammenhang zwischen Kapitalbindungsdauer und regulatorischem Risiko.

Abbildung 4: Zusammenhang zwischen Kapitalbindungsdauer und regulatorischem Risiko



Quelle: NERA-Darstellung.

3.2. Investorenpool und Mitbestimmung

Die 4ÜNB müssen zur Abdeckung des großen Investitionsbedarfs einen breiten Investorenkreis ansprechen. Potenzielle Investoren in deutsche Energienetze haben heterogene Renditeerwartungen und Hurdle Rates. Dadurch ergibt sich eine leicht ansteigende Angebotskurve für zusätzliches Eigenkapital. Angesichts des großen Investitionsbedarf ist es für die 4ÜNB unzureichend, die Renditeanforderungen der Investoren mit der geringsten Hurdle Rate gerade zu erfüllen. Vielmehr ist es notwendig, dass die erwartete Rendite eine hinreichend große Zahl von Investoren aus dem In- und

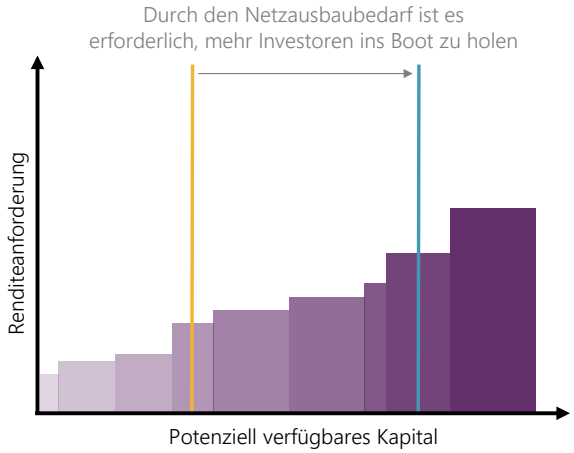
[15] BNetzA (2025): Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber), GBK-25-01-1#2. Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern gemäß Anlage 1.

[16] BNetzA (2025): Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber), GBK-25-02-01'2, Tenorziffer 18.

Ausland anspricht. Abbildung 5 illustriert die leicht ansteigende Angebotskurve für Eigenkapital am Kapitalmarkt sowie die erhöhte Kapitalnachfrage zur Abdeckung des großen Investitionsbedarfs.

Zu den potenziellen Investoren mit vergleichsweise geringen Renditeerwartungen zählen insbesondere Pensionskassen und Versicherungen. Diese Investorengruppen sind auf regelmäßige Ausschüttungen angewiesen, um zugesagte Pensions- und Versicherungsleistungen erfüllen zu können. Insbesondere für diese Art von Investoren stellen die mit Netzinvestitionen verbundenen langen Kapitalbindungsdauern eine wesentliche Herausforderung dar, für die eine zusätzliche Kompensation erforderlich erscheint.

Abbildung 5: Zusammenhang zwischen EK-Angebot und Renditeanforderung



Quelle: NERA-Darstellung.

Zusätzlich besteht durch den erheblichen Netzausbaubedarf für potenzielle Neuinvestoren die absehbare Notwendigkeit, zusätzliche Investoren über Kapitalerhöhungen am Unternehmen zu beteiligen.[17] Jede Kapitalerhöhung führt jedoch zu einer Verwässerung bestehender Mitbestimmungsrechte und erhöht die Komplexität der Eigentümerstruktur. Dementsprechend erfordern Einschränkungen oder Erschwernisse der Mitbestimmung aus Investorensicht eine Kompensation. Um dies abzubilden, sind bei Private-Equity-Bewertungen Aufschläge auf Diskontierungszinssätze oder Abschläge vom ermittelten Unternehmenswert gängig.[18]

3.3. Liquidität

Die erwartete Rendite einer Investition in den Netzausbau hängt zunehmend vom erwarteten Verkaufspreis am Ende des Investitionszyklus ab, da Cashflows aus dem operativen Geschäft in Ausbauprojekte reinvestiert werden müssen und Ausschüttungen erschweren. Der Verkaufsprozess am Ende des Investitionszyklus wird voraussichtlich in eine Phase fallen, in der weiterhin ein erheblicher Kapitalbedarf für Netzinvestitionen besteht.

Folglich wird die Investitionsopportunität mit zahlreichen vergleichbaren Assets im In- und Ausland konkurrieren. Diese Wettbewerbsintensität – also das große Angebot vergleichbarer

[17] Siehe etwa den Einstieg dreier Investoren bei TenneT im Herbst 2025. TenneT (2025): TenneT secures equity funding for TenneT Germany through future partnership with large institutional investors in Europe.

[18] Damodaran (2011): The value of control: implications for control premiums, minority discounts and voting share differentials.

Investitionsopportunitäten – kann Druck auf die Preise ausüben und zu Verzögerungen im Verkaufszeitpunkt führen. Es besteht das Risiko, dass der Kapitalmarkt nicht ausreichend tief und liquide ist, um ÜNB-Anteile problemlos zu veräußern. Die Verzögerungen bei den Amprion- und TenneT-Transaktionsprozessen im Jahr 2025 dürften das Bewusstsein unter Investoren für diese Illiquiditätsrisiken geschärft haben.[19]

Investoren berücksichtigen Risiken von Preisabschlägen und Verzögerungen beim Verkaufsprozess häufig, indem sie Illiquiditätsprämien auf den EK-Zinssatz aufschlagen.[20] Für den US-amerikanischen Aktienmarkt finden Acharya & Pedersen (2005) beispielsweise eine Illiquiditätsprämie in Höhe von 1,11 %.[21] Das Private-Equity-Segment, auf dem 4ÜNB-Beteiligungen typischerweise gehandelt werden, ist insgesamt weniger liquide als Aktienmärkte, sodass die Aufschläge dort noch höher sein dürften.

3.4. Operative Risiken

Der Netzausbau erfolgt unter Zeitdruck und in Abhängigkeit von angespannten Lieferketten. Bei den verschiedenen Netzausbauprojekten besteht daher eine erhöhte Gefahr von Verzögerungen und Kostenüberschreitungen. Der von der BNetzA entworfene Regulierungsrahmen federt diese Risiken CAPEX-seitig weitgehend ab. Dies erfolgt voraussichtlich durch eine jährliche Aktualisierung des regulierten Anlagevermögens auf Basis der tatsächlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten unter Einbezug der Anlagen im Bau.[22] Verzögerungen und Kostenüberschreitungen würden die Profitabilität im entworfenen Regulierungsrahmen daher nicht unmittelbar beeinflussen. Allerdings ist nicht gewährleistet, dass dies der Fall bleiben wird, bis die Investitionskosten aller energiewendebedingten Ausbauprojekte zurückverdient sind. Der Rückverdienst der Investitionskosten erfolgt nämlich über die kalkulierte Nutzungsdauer der Anlagen hinweg. Bei einer im Jahr 2030 errichten Freileitung mit einer regulatorischen Abschreibungsdauer von 40 Jahren reicht dieser Zeitraum bis ins Jahr 2070.[23] Es ist durchaus vorstellbar, dass die BNetzA zu einem zukünftigen Zeitpunkt vor 2070 auch für die ÜNB wieder auf einen rückblickenden Effizienzvergleich zurückgreift.[24] Rückblickende Effizienzvergleiche bewerten im Wesentlichen die Kosteneffizienz bei der Errichtung des Bestandsnetzes. Einige Regulierungsbehörden interpretieren die dabei identifizierten Ineffizienzen als Kostensenkungspotenziale und reduzieren die für die Zukunft erlaubten Erlöse entsprechend. Kostenüberschreitungen aufgrund von Zeitdruck und angespannten Lieferketten bei den gegenwärtigen Ausbauprojekten könnten daher auch in relativ ferner Zukunft als Begründung für Kostenkürzungen herangezogen werden. Dies stellt ein Risiko dar.

Der Netzausbaubedarf stellt die 4ÜNB auch operativ vor Herausforderungen. Die 4ÜNB müssen schnell wachsen, um die verschiedenen Ausbauprojekte parallel handhaben zu können. Dies bindet

19 Handelsblatt (2025): RWE startet Verkauf der Stromnetze. Artikel vom 13. März 2025.

20 Damodaran (2005): Marketability and value: Measuring the illiquidity discount.

21 Acharya & Pedersen (2005): Asset pricing with liquidity risk. Journal of financial Economics, 77(2), 375-410.

22 BNetzA (2025): Entwurf zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber, GBK-25-01-1#2. Bezüglich der OPEX sind im Festlegungsentwurf zum Regulierungsrahmen noch nicht abschließend bestimmte Effizienzvorgaben vorgesehen. Siehe GBK-25-01-1#2, Tenorziffer 13.

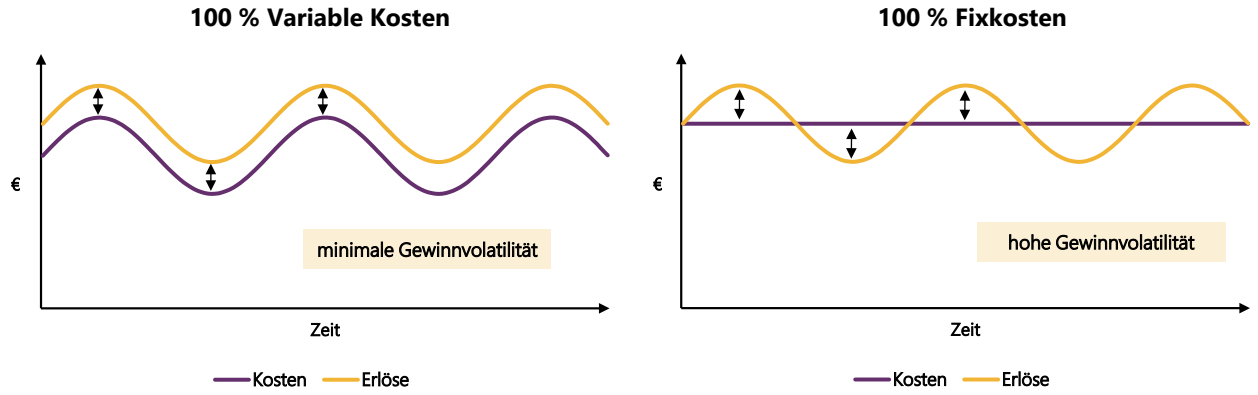
23 BNetzA (2025): Festlegung der Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (StromNEF), GBK-24-02-1#3. Anlage 1.

24 Einen solchen Effizienzvergleich hat die BNetzA in der Vergangenheit für die 4ÜNB bereits durchgeführt. Für VNB und FNB ist ein solcher rückwärtsgewandter Effizienzvergleich Bestandteil des überarbeiteten NEST-Regulierungsrahmens.

Management-Ressourcen und birgt das Risiko von unternehmerischen Entscheidungen, die im Nachhinein etwa bei einer Kostenprüfung oder einer Effizienzanalyse als ineffizient erscheinen oder die Potenziale ungenutzt lassen. Das dynamische Umfeld mit gestiegenen Herausforderungen (Resilienz kritischer Infrastruktur, Cyber-Security, …) und neuen Lösungsansätzen (künstliche Intelligenz, neue Digitalisierungsoptionen, …) wirkt als Multiplikator für dieses Risiko.

Die Ausbauprojekte der 4ÜNB bestehen im Wesentlichen aus Fixkosten. Fixkosten lassen sich im Gegensatz zu variablen Kosten bei ungünstigen Entwicklungen wie zum Beispiel schlechter Konjunktur bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen oder der Realisierung von regulatorischen Risiken bei regulierten Netzbetreibern nicht kurzfristig reduzieren. Daher erhöht ein hoher Anteil der Fixkosten an den Gesamtkosten das unternehmerische Risiko (siehe Abbildung 6). In der Fachliteratur wird der Anteil der Fixkosten an den Gesamtkosten als „Operating Leverage" bezeichnet. Der positive Zusammenhang zwischen dem Fixkostenanteil und dem Investitionsrisiko bzw. der erwarteten Rendite ist wissenschaftlich etabliert. Gängige Lehrbücher enthalten Formeln, um diesem Zusammenhang explizit Rechnung zu tragen.[25]

Abbildung 6: Schematische Darstellung des "Operating Leverage"-Konzepts



Quelle: NERA-Darstellung. Grundsätzlich ist unter Cost-Plus-Regulierung und langfristig auch bei im Wettbewerb stehenden Unternehmen zu erwarten, dass sich Kosten und Erlöse entsprechen. Der Abstand im linken Panel der Darstellung dient der Illustration. Alternativ können die Kosten als buchhalterische Kosten exklusive des EK-Zinssatzes verstanden werden. Der Abstand entspricht dann den EK-Kosten, die buchhalterisch als Gewinn ausgewiesen werden.

Bei kostenregulierten Unternehmen besteht mit Blick auf den Zusammenhang zwischen dem Fixkostenanteil und der Profitabilität eine Besonderheit. Nämlich sind die Erlöse dort nicht unmittelbar vom Konjunkturzyklus abhängig. Stattdessen folgen sie der Kostenentwicklung des regulierten Unternehmens. Das Kernrisiko für regulierte Unternehmen besteht daher nicht in einer ungünstigen Konjunkturlage, sondern in der Aberkennung bestimmter Kostenpositionen durch die Regulierungsbehörde. Aber auch diesbezüglich wirken Fixkosten verglichen mit variablen Kosten risikoerhöhend. Sofern die Regulierungsbehörde eine variable Kostenposition als unnötig oder erhöht einstuft, kann der Netzbetreiber ohne Zeitverzug versuchen, diese Kosten einzusparen. Dies ist bei bereits getätigten Investitionsvorhaben nicht möglich. Ein Beispiel kann dies illustrieren: Wenn ein Netzbetreiber Personal aufbaut, um Softwarelösungen für das Engpassmanagement zu entwickeln und die Regulierungsbehörde zu einem zukünftigen Zeitpunkt zur Einschätzung kommt, dass dies aufgrund verfügbarer Alternativen ineffizient ist, kann der Netzbetreiber diese Kosten durch Personalabbau oder

[25] Brealey & Myers (2000): Principles of Corporate Finance. 6th Edition. S. 240f.

Umstrukturierung einsparen. Der langfristige Einfluss auf die Profitabilität wäre überschaubar. Wenn allerdings die Regulierungsbehörde zu einem zukünftigen Zeitpunkt zur Einschätzung kommt, dass Erdkabel oder Offshore-Anbindungsleitungen aufgrund geänderter energiepolitischer und gesellschaftlicher Prioritäten ineffizient sind und den Rückverdienst der irreversiblen Investitionen in diesem Bereich einschränkt, ist mit einer anhaltend negativen Auswirkung auf die Profitabilität zu rechnen.

3.5. Berücksichtigung durch Ratingagenturen

Die gängigen Modelle zur Ermittlung von erwarteten EK-Zinssätzen identifizieren und benennen die verschiedenen Risikofaktoren nicht. Stattdessen messen sie, wie sich die Summe der verschiedenen Risiken zum Marktdurchschnitt verhält. Im Capital Asset Pricing Model (CAPM) erfolgt dies beispielsweise über den Betafaktor. Auf der FK-Seite hingegen lässt sich der Einfluss verschiedener Risiken auf die erforderliche Risikokompensation aus den Methoden der Ratingagenturen ablesen.

Die Ratingagentur Moody's berücksichtigt bei der Bonitätsbewertung für regulierte Strom- und Erdgasnetzbetreiber vier Kategorien: 1) das regulatorische Umfeld, 2) den Umfang und die Komplexität des Investitionsprogramms, 3) die Finanzierungsstrategie des Unternehmens, und 4) die Verschuldung und Zinsdeckung.[26] Das Investitionsprogramm fließt mit einem Gewicht von 10 % in die Bonitätsbewertung ein. Bei sehr umfangreichen oder komplexen Investitionsprogrammen kann sich das Gewicht weiter erhöhen (siehe Kapitel 4.2.1 für Details). In der Ratingmethodologie von Moody's zeigt sich also ein klarer Zusammenhang zwischen der Investitionsintensität und der resultierenden Bonitätsbewertung bzw. der erforderlichen Risikokompensation. Die Bonitätsbewertung ist umso niedriger, je umfangreicher das Investitionsprogramm ist. Daraus folgt, dass die erforderliche Risikokompensation und der FK-Zinssatz umso höher sind, je umfangreicher das Investitionsprogramm ist.

Die Ratingagenturen S&P Global Ratings und Fitch Ratings berücksichtigen die Investitionsprogramme von Energienetzbetreibern ebenfalls explizit bei der Bonitätsbewertung. Allerdings sind ihre Ratingmethodologien diesbezüglich weniger transparent. S&P hat im Jahr 2024 eine gesonderte Publikation zur Bedeutung der steigenden CAPEX im Zuge der Elektrifizierung und der Energiewende bei regulierten Netzbetreibern veröffentlicht und unterstreicht damit dessen Bedeutung für FK-Geber.[27] Fitch wiederum bezeichnet das Investitionsprogramm in jüngsten Ratings europäischer Netzbetreiber als „Key Rating Driver".[28] Beide Ratingagenturen stellen einen positiven Zusammenhang zwischen Umfang der CAPEX und dem finanziellen Risiko eines Netzbetreibers her, welches wiederum das Kreditrating mindert. Auf der FK-Seite zeigt sich zusammenfassend ein klarer positiver Zusammenhang zwischen der Investitionsintensität und der erforderlichen Risikokompensation für Kapitalgeber.

Gemäß gängiger Finance-Theorie hängt der Wert eines Unternehmens von den generierten Cashflows und dem Risiko der Geschäftstätigkeit ab.[29] Die Wahl der Finanzierungsstruktur, also die Wahl

---

26 Moody's Rating (2022): Rating Methodology – Regulated Electric and Gas Networks.

27 S&P Global Ratings (2024): Utilities Handbook 2024 – Western Europe Regulated Power, S. 5-9.

28 Siehe etwa Fitch Ratings (2025): Fitch Affirms Amprion at „BBB+"; Outlook Stable, und Fitch Ratings (2025): Fitch Downgrades Fingrid Oyi to ‚A'; Stable Outlook.

29 Modigliani & Miller (1958): The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. American Economic Review, 48(3), 261–297.

der Anteile von FK und EK, ist für den Unternehmenswert relativ unerheblich. Die Finanzierungsstruktur determiniert lediglich, wie sich die Cashflows und das Geschäftsrisiko auf verschiedene Investorengruppen verteilen. Aus dieser Perspektive lässt sich erkennen, dass Risikofaktoren immer FK- und EK-Investoren betreffen. Es gibt kein Geschäftsrisiko, dass nur FK-Investoren aber nicht EK-Investoren betrifft. Gäbe es solche Risikofaktoren, könnte ein Unternehmen sein Geschäftsrisiko und die Gesamtkapitalkosten reduzieren – und damit seinen Unternehmenswert steigern –, indem es FK-Finanzierung durch EK-Finanzierung substituiert. Dies ist aber tatsächlich nicht möglich.[30] Daher belegen die Einschätzungen der Ratingagenturen den risikoerhöhenden Effekt umfangreicher Investitionsvolumina auch mit Blick auf den EK-Zinssatz.

3.6. Berücksichtigung durch ausländische Regulierungsbehörden

Wie in Kapitel 2 beschrieben ist die Investitionsintensität bei den 4ÜNB sowohl im Querschnitt mit internationalen Netzbetreibern als auch im Längsschnitt mit deutschen Energienetzbetreibern präzedenzlos hoch. Dementsprechend können keine Präzedenzfälle für den Umgang mit einer solchen Investitionsintensität und den damit verbundenen Risiken bei der Festlegung regulatorischer EK-Zinssätze vorliegen. Es existieren allerdings Beispiele, in denen Regulierungsbehörden den regulatorischen EK-Zinssatz bei ebenfalls erhöhten Investitionsvolumina angepasst haben, um den damit verbundenen Mehrrisiken Rechnung zu tragen.

Hierzu zählt zunächst die niederländische Wettbewerbs- und Regulierungsbehörde ACM in ihrer Entscheidung für die Regulierungsperiode von 2022 bis 2026. Die ACM setzt für Offshore-Anbindungsleitungen des ÜNB einen Aufschlag auf den EK-Zinssatz an.[31] ACM quantifiziert den Aufschlag auf den EK-Zinssatz durch eine Erhöhung des unverschuldeten Betafaktors (ausgehend vom Durchschnitt der Beta-Vergleichsgruppe) um eine Standardabweichung von 0,39 auf 0,48. Umgerechnet auf eine EK-Quote von 40 % beträgt dieser Aufschlag 0,96 %-Punkte (nach Steuern).[32] Die ACM und das zugrundeliegende Sachverständigengutachten begründen den Aufschlag mit den risikoerhöhenden Investitionsverpflichtung, welche deutlich über die durchschnittlichen Investitionsverpflichtungen der Beta-Vergleichsgruppe hinausgehen.[33] Mögliche technische Risiken, die im Zusammenhang mit Offshore-Anbindungsleitungen existieren könnten, spielen bei der Begründung und Ermittlung des Aufschlags keine Rolle.

Im noch ausstehenden Beschluss für die Regulierungsperiode von 2027 bis 2031 dürfte dieser Aufschlag weiter steigen. Im Beschlussentwurf setzt die ACM eine Erhöhung des unverschuldeten Betafaktors von 0,36 auf 0,50 an, um die hohe Investitionsintensität im Offshore-Netzausbau abzubilden.[34] Unter Berücksichtigung der vorgesehenen Marktrisikoprämie in Höhe von 5,20 % resultiert bei einer EK-Quote von 40 % ein Aufschlag in Höhe von 1,55 % auf den EK-Zinssatz (nach Steuern).

---

30 In der Praxis lassen sich im umgekehrten Fall die Gesamtkapitalkosten häufig etwas reduzieren und der Unternehmenswert etwas steigern, wenn EK-Finanzierung durch FK-Finanzierung substituiert wird. Dies ist aber nicht der Fall, weil durch diese Substitution Geschäftsrisiko verschwinden, sondern aufgrund des Tax-Shield-Effekts.

31 ACM (2023): ACM/UIT/600678. S. 61ff.

32 Dieser Wert ergibt sich als Differenz aus i) einem auf einem unverschuldeten Beta in Höhe von 0,39 basierenden Wagniszuschlag und ii) einem auf einem unverschuldeten Beta in Höhe von 0,48 basierenden Wagniszuschlag. Die Berechnung der Wagniszuschläge ist ansonsten identisch und folgt der Modigliani-Miller-Formel unter Annahme eines Steuersatzes von 25 % und einer regulatorischen EK-Quote von 40 %.

33 Brattle (2021): The WACC for the Dutch Electricity TSO and Electricity and Gas DSOs.

34 ACM (2025): Ontwerpmethodebesluit bijlage 3A WACC, ACM/UIT/656823.

Zu beachten ist, dass die Investitionsintensität im niederländischen Offshore-Netzausbau zwar hoch ist, aber mit einer jährlichen Wachstumsrate von 24 % des Anlagevermögens weiterhin unter dem Niveau des ÜNB-Netzausbaus in Deutschland liegt.[35] Dort beträgt das SAV-Wachstum im Zeitraum von 2022 bis 2026 im Durchschnitt 31 % (siehe Tabelle 1).

Die britische Regulierungsbehörde für zivile Luftfahrt CAA erhöhte im Jahr 2003 die erlaubten Kapitalkosten (WACC) des Flughafen London Heathrow aufgrund der umfangreichen Investitionen für das damals neu zu errichtende Terminal 5 gegenüber anderen regulierten Flughäfen.[36] Die Erhöhung entspricht umgerechnet einem Aufschlag von 0,95 %-Punkten auf den EK-Zinssatz (nach Steuern, EK-Quote von 40 %).[37] Die CAA begründete den Aufschlag mit dem erwarteten RAB-Wachstum von 70 % während der Regulierungsperiode von 2003 bis 2008 (durchschnittlich ca. 11 % pro Jahr) , was deutlich unter dem erwarteten RAB-Wachstum der 4ÜNB liegt. Bei den 4ÜNB liegt das durchschnittliche jährliche SAV-Wachstum zwischen 2022 und 2026 bei 31 %. Dies entspricht mehr als einer Verdreifachung über fünf Jahre.

Präzedenzfälle aus der europäischen Infrastrukturregulierung stützen zusammengefasst Aufschläge im Bereich von 0,95 % bis 1,55 % zur Kompensation von Mehrrisiken aufgrund von erhöhter Investitionsintensität.

3.7. Berücksichtigung durch Gutachter von BNetzA und BMWE

Für den NEST-Regulierungskontext relevante Gutachter empfehlen ebenfalls eine Erhöhung des EK-Zinssatzes aufgrund hoher Investitionen. Der von der BNetzA zu den Kapitalkosten beauftragte Gutachter Frontier Economics („BNetzA-Gutachter") hat in den Jahren 2016 und 2020 im Kontext der Kapitalkostenfestlegungen des französischen ÜNB RTE den Einfluss des Investitionsprogramms auf die Kapitalkosten analysiert – unter anderem im Auftrag der französischen Regulierungsbehörde CRE.

Für die Turpe-5-Regulierung[38] empfiehlt der BNetzA-Gutachter der französischen Regulierungsbehörde bei der Festlegung des unverschuldeten Betas eine Orientierung am oberen Ende der Bandbreite, um dem hohen Verhältnis aus fixen und variablen Kosten Rechnung zu tragen, welches bei den deutschen ÜNB durch die umfangreichen Investitionen zu Stande kommt (siehe Kapitel 3.4). Der BNetzA-Gutachter führt aus: *„Man stellt ebenfalls fest, dass der operative Hebel von RTE bei den drei Indikatoren des operativen Hebels in der oberen Hälfte der berechneten Verhältnisbereiche für den Rest der Beta-Vergleichsgruppe liegt. Dieses Element könnte bei der Positionierung des Betawerts innerhalb des Wertebereichs berücksichtigt werden, indem ein Wert gewählt wird, der zwischen dem Median und der oberen Grenze des Bereichs liegt."*[39] *(Übersetzung durch NERA)*

35 Brattle (2025): Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators, S. 33.

36 CAA (2003): Economic Regulation of BAA London Airports 2003-2008. Hinweis: Eine detaillierte quantitative Herleitung des Aufschlags ist der CAA-Entscheidung nicht zu entnehmen.

37 Der festgelegte WACC (real, vor Steuern) für London Heathrow betrug 7,75 % und lag somit 0,54 % über dem Punktschätzer von 7,21 %. Wir berechnen den implizierten Zuschlag auf den EK-Zinssatz durch Division mit der regulatorischen EK-Quote von 40 % in Deutschland und anschließendem Abzug des britischen Unternehmenssteuersatz (2003) in Höhe von 30 %.

38 „TURPE" (tarif d'utilisation du réseau public d'électricité) bezeichnet die Regulierungsperioden in Frankreich. „Turpe-5" ist also die fünfte Regulierungsperiode für Stromnetze.

39 Frontier Economics (2016): Audit des demandes de RTE sur le cadre de remuneration, S. 46.

Für die Turpe-6-Regulierung identifiziert der BNetzA-Gutachter Mehrrisiken des französischen ÜNB gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe insbesondere aufgrund der umfangreichen Investitionen.[40] Zur Kompensation dieser Mehrrisiken empfiehlt der BNetzA-Gutachter eine Erhöhung des unverschuldeten Betafaktors. Anstatt der ursprünglich ermittelten Bandbreite von 0,33 bis 0,41 empfiehlt der BNetzA-Gutachter eine Bandbreite von 0,38 bis 0,45. Unter Berücksichtigung der vom BNetzA-Gutachter empfohlenen mittleren Marktrisikoprämie in Höhe von 5,35 % entspricht dies einem empfohlenen Aufschlag von rd. 0,5 %-Punkten (nach Steuern, EK-Quote von 40 %).[41]

Ein aktuelles Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Ermittlung regulierter Preise und Tarife gemäß dem Preisrecht, welches unter anderem bei der Rüstungsbeschaffung und der Wassertarifermittlung Anwendung findet, diskutiert ebenfalls die erhöhende Wirkung eines hohen Fixkostenanteils – wie er insbesondere durch hohe Investitionen entsteht – auf die Kapitalkosten.[42] Das Gutachten identifiziert den Zusammenhang als *„plausibel und wahrscheinlich"* sowie als in Lehrbüchern grundsätzlich akzeptiert.[43] Allerdings erfolgt keine Quantifizierung.

Es lässt sich festhalten, dass auch der von der BNetzA zum Thema der Kapitalkosten beauftragte Gutachter sowie ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz beauftragtes Gutachten auf die risikoerhöhende Wirkung hoher Investitionsvolumina bei regulierter Infrastruktur hinweisen. Um diesen Mehrrisiken Rechnung zu tragen, empfiehlt der BNetzA-Gutachter eine Erhöhung des regulatorischen EK-Zinssatzes.

3.8. Zwischenfazit

Zusammenfassend zeigt sich, dass die ausgeprägte Investitionsintensität der 4ÜNB über verschiedene Kanäle risikoerhöhend wirkt. Dazu zählen der Anstieg der Kapitalbindungsdauer, das Risiko von Illiquidität sowie operative Risiken, unter anderem im Zusammenhang mit dem steigenden Fixkostenanteil. Diese Risiken erhöhen die erforderliche Risikokompensation, also den erforderlichen EK-Zinssatz. Eine Erhöhung des EK-Zinssatzes erscheint auch erforderlich, da zur Finanzierung der Ausbauverpflichtungen ein größerer Kapitalgeberkreis als bisher angezogen werden muss.

Der Zusammenhang zwischen der Investitionsintensität und der erforderlichen Kapitalverzinsung lässt sich in den Methoden der Rating-Agenturen explizit nachvollziehen. Dieser Zusammenhang gilt für den EK-Zinssatz ebenso wie für den FK-Zinssatz. Daneben belegen Präzedenzfälle aus den Niederlanden und Großbritannien, dass Regulierungsbehörden bereits bei Investitionsvolumina unterhalb des 4ÜNB-Niveaus Aufschläge auf den EK-Zinssatz für erforderlich erachten. Entsprechende Aufschläge empfiehlt auch der Gutachter, den die BNetzA zum Thema der regulatorischen Kapitalverzinsung beauftragt hat.

---

40 Oxera (2020) : Audit de la demande de rémunération du capital de RTE pour le TURPE 6. Tabelle 5.3.

41 Auf Basis der Beta-Vergleichsgruppe ermittelt der BNetzA-Gutachter zunächst eine Bandbreite für das unverschuldete Beta von 0,33 und 0,41. Nach Anpassung für die insbesondere investitionsbedingten Mehrrisiken erhöht sich diese Bandbreite auf 0,38 bis 0,45. Aus dem Mittelwert dieser beiden Bandbreiten ergibt sich unter Berücksichtigung eine EK-Quote von 40 %, einem Steuersatz von 30 % und dem Mittelpunkt der vom BNetzA-Gutachter empfohlenen Marktrisikoprämie-Bandbreite (5,35 %) ein Aufschlag auf den EK-Zinssatz von ca. 0,50 %-Punkten (nach Steuern).

42 Brüning et al. (2024): Evaluierung der Höhe des preisrechtlichen Zinssatzes, seiner Bemessungsgrundlage sowie – in diesem Zusammenhang – der Höhe des kalkulatorischen Gewinns, S. 92f.

43 Siehe zum Beispiel Brealey & Myers (2000): Principles of Corporate Finance. 6th Edition, S. 240f.

4. Methodik zur Quantifizierung des CAPEX-Aufschlags

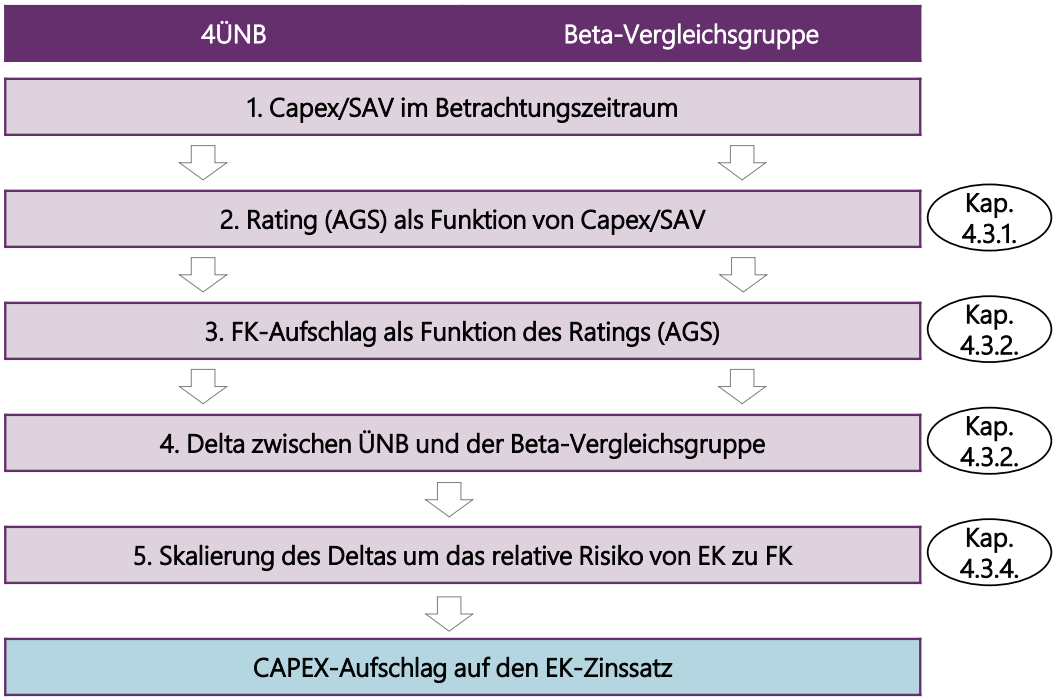
Nachdem Kapitel 3 die risikoerhöhende Wirkung des Investitionsbedarfs der 4ÜNB beschrieben hat, entwickelt das vorliegende Kapitel eine Methodik zur Quantifizierung eines entsprechenden CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz.

Unterkapitel 4.1 illustriert den Ermittlungsansatz in Anlehnung an die Moody's-Methodologie. Unterkapitel 4.2 beschreibt dazu die Rating-Methodologie von Moody's im Detail und beleuchtet die verwendete Datengrundlage. Unterkapitel 4.3 beschreibt die verschiedenen Berechnungsschritte. Abschließend präsentiert Unterkapitel 4.4 die Ergebnisse.

4.1. Ermittlungsansatz

Die Ermittlung des CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz für die 4ÜNB erfolgt in Anlehnung an die Moody's-Methodologie und relativ zur Beta-Vergleichsgruppe. Abbildung 7 fasst die Ermittlungsmethodik zusammen.

Abbildung 7: Schematische Darstellung des Modells zur Aufschlagsermittlung



NERA-Darstellung. „AGS" steht für „Aggregierter Gesamtscore" und bezeichnet das vorläufige numerische Rating durch Moody's. Siehe Kapitel 4.2.1 für mehr Details zur Ratingmethodologie von Moody's.

Konkret vollziehen wir fünf Analyseschritte, um den CAPEX-Aufschlag zu ermitteln.

- Im ersten Schritt ermitteln wir für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe die Kennzahl CAPEX/SAV. Diese Kennzahl dient in der Moody's-Methodologie als Maß für die Investitionsintensität. Die von Moody's vergebene Bonitätsbewertung ist umso geringer, je höher die CAPEX/SAV -Kennzahl ist.
- Im zweiten Schritt ermitteln wir unter Berücksichtigung der CAPEX/SAV-Kennzahl ein vereinfachtes Rating für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe. Dabei harmonisieren wir die Annahmen

zu den anderen Ratingfaktoren, um den Effekt der Investitionsintensität auf die Bonitätsbewertung zu isolieren.[44]

- Auf Basis der vereinfachten Bonitätsbewertung ermitteln wir im dritten Schritt einen FK-Aufschlag für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe. Sofern sich dieser FK-Aufschlag zwischen den 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe unterscheidet, muss dies dem Einfluss unterschiedlicher Investitionsintensitäten geschuldet sein, da alle anderen Ratingeinflüsse im zweiten Schritt harmonisiert wurden.
- Im vierten Schritt bilden wir die Differenz aus den FK-Aufschlägen für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe. Die Differenz entspricht einer FK-Risikoprämie für unterschiedlich ausgeprägte Investitionsintensitäten.
- Im fünften Schritt skalieren wir diese FK-Risikoprämie in einen CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz. Dazu betrachten wir relative EK- und FK-Risikoprämien bei regulierten Netzbetreibern.

Die Ermittlungsmethodik gewährleistet per Konstruktion, dass nur solche Risiken erfasst und kompensiert werden, die nicht bereits über die Beta-Vergleichsgruppe abgebildet sind. Falls die Investitionsintensität der Beta-Vergleichsgruppe für die 4ÜNB repräsentativ wäre, ergäbe sich kein substanzieller Unterschied bei der CAPEX/SAV-Kennzahl. Dies würde im zweiten Schritt zu identischen vereinfachten Ratings und im dritten Schritt zu identischen FK-Aufschlägen führen. Folglich ergäbe sich im vierten Schritt eine FK-Risikoprämie von null. Diese hätte auch nach der Skalierung im fünften Schritt Bestand.

4.2. Eingangsdaten

Die Ermittlung des CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz für die 4ÜNB erfolgt in Anlehnung an die Rating-Methodologie von Moody's, die wir daher in Kapitel 4.2.1 beschreiben. Anschließend erläutern wir die Eingangsdaten und Annahmen zu den FK-Aufschlägen (Kapitel 4.2.2) und den Investitionsvolumina (Kapitel 4.2.3).

4.2.1. Moody's-Methodologie

Die Ermittlung des CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz für die 4ÜNB erfolgt in Anlehnung an die Moody's-Methodologie für regulierte Strom- und Erdgasnetze.[45] Moody's vollzieht die Bonitätsbewertung in drei Schritten:

- Im ersten Schritt wird ein vorläufiges Rating anhand von in der Moody's-Methodologie spezifizierten Ratingfaktoren und Gewichten ermittelt.
- Im zweiten Schritt erwägt Moody's, ob strukturelle Gründe für eine Erhöhung der Bonitätsbewertung vorliegen. Dazu zählen Elemente des Regulierungsrahmens oder in der Betriebslizenz des Netzbetreibers, die Risiken reduzieren. Beispiele wären Restriktionen bezüglich Tätigkeiten in zusätzlichen Geschäftsfeldern oder Verpflichtungen, bestimmte Refinanzierungs-, Währungs-, oder Zinsänderungsrisiken explizit abzusichern.

[44] Aufgrund dieser Harmonisierung geben die vereinfachten Ratings keinen Aufschluss über die tatsächlichen Bonitäten und FK-Aufschläge der 4ÜNB und der Beta-Vergleichsunternehmen.

[45] Moody's Rating (2022): Rating Methodology – Regulated Electric and Gas Networks.

- Im dritten Schritt hält sich Moody's die Möglichkeit offen, weitere Anpassungen vorzunehmen, um Spezifika bestimmter Unternehmen oder FK-Instrumente Rechnung zu tragen. Diese können zum Beispiel im Zusammenhang mit Geschäftstätigkeiten neben dem regulierten Netzbetrieb oder staatlichen Absicherungen stehen.

Für die Ermittlung des CAPEX-Aufschlags ist der erste Schritt relevant. Dieser ist transparent, objektiv nachvollziehbar und lässt sich für verschiedene Szenarien replizieren. Im ersten Schritt betrachtet Moody's vier Ratingfaktoren, die sich teilweise in verschiedene Subfaktoren unterteilen. Tabelle 3 zeigt die verschiedenen Ratingfaktoren, Subfaktoren und die entsprechenden Gewichte.

Tabelle 3: Faktoren und Subfaktoren der Moody's -Methodologie

Faktor/Subfaktor	Gewicht	Erfassung
1. Regulierungsrahmen	**40 %**	qualitativ
Transparenz und Vorhersehbarkeit	15 %	
Eigentums-/Nutzungsrecht	5 %	
Rückverdienst von Kosten und Investitionen	15 %	
Erlösrisiko	5 %	
2. Umfang und Komplexität des Investitionsprogramms	10 %	quantitativ
3. Finanzierungsstrategie	10 %	qualitativ
4. Finanzkennzahlen	40 %	quantitativ
Zinsdeckungsgrad	10 %	
Nettoverschuldung / Regulierte Vermögenswerte (RAB)	12,5 %	
Betrieblicher Cashflow (FFO) / Nettoverschuldung	12,5 %	
Betrieblicher Cashflow nach Dividenden (RCF) / Nettoverschuldung	5 %	

Quelle: NERA-Darstellung auf Basis von Moody's (2022): Rating Methodology – Regulated Electric and Gas Networks.

Moody's vergibt in jedem Subfaktor eine Bonität zwischen Aaa und Caa. Diese Bonitäten werden anhand des Schlüssels in Tabelle 4 in numerische Scores übersetzt. Unter Berücksichtigung der Subfaktor-Gewichte aus Tabelle 3 ermittelt Moody's dann den Aggregierten Gesamtscore („AGS").[46] In dieser Berechnung werden niedrige Bonitäten bzw. hohe numerische Subfaktor-Scores mit den ebenfalls in Tabelle 4 dargestellten Skalierungen übergewichtet. Diese Übergewichtungen spiegeln die Einschätzung wider, dass sich eine Schwäche in einem Subfaktor nicht durch eine beliebige Stärke in einem anderen Subfaktor ausgleichen lässt.

Tabelle 4: Subfaktor-Ratings, Scores und Gewichte

Subfaktor-Rating	Aaa	Aa	A	Baa	Ba	B	Caa
Score	1	3	6	9	12	15	18
Skalierung	1,00	1,00	1,00	1,15	2,00	3,00	5,00

Quelle: NERA-Darstellung auf Basis von Moody's (2022): Rating Methodology – Regulated Electric and Gas Networks.

Im letzten Schritt wird aus den Subfaktor-Ratings und den Subfaktor-Gewichten unter Berücksichtigung der Subfaktor-Skalierung der numerische AGS ermittelt. Diesen übersetzt Moody's im letzten

[46] In der Moody's-Methodologie wird der AGS als „Aggregate Numeric Score" oder „ANS" bezeichnet.

Schritt anhand des Schlüssels in Tabelle 5 wieder in eine Bonitätsbewertung – nun unter Berücksichtigung der feineren Rating-Notches.

Tabelle 5: Übersetzung des AGS in Rating-Notches

AGS	Bonitätsbewertung	Klassifizierung
0 ≤ X < 1,5	Aaa	Investment-Grade
1,5 ≤ X < 2,5	Aa1	
2,5 ≤ X < 3,5	Aa2	
3,5 ≤ X < 4,5	Aa3	
4,5 ≤ X < 5,5	A1	
5,5 ≤ X < 6,5	A2	
6,5 ≤ X < 7,5	A3	
7,5 ≤ X < 8,5	Baa1	
8,5 ≤ X < 9,5	Baa2	
9,5 ≤ X < 10,5	Baa3	
10,5 ≤ X < 11,5	Ba1	High-Yield
11,5 ≤ X < 12,5	Ba2	
12,5 ≤ X < 13,5	Ba3	
13,5 ≤ X < 14,5	B1	
14,5 ≤ X < 15,5	B2	
15,5 ≤ X < 16,5	B3	
16,5 ≤ X < 17,5	Caa1	
17,5 ≤ X < 18,5	Caa2	
18,5 ≤ X < 19,5	Caa3	

Quelle: NERA-Darstellung auf Basis von Moody's (2022): Rating Methodology – Regulated Electric and Gas Networks.

Für die Ermittlung des CAPEX-Aufschlags ist insbesondere der Rating-Faktor „Umfang und Komplexität des Investitionsprogramms", der mit einem Gewicht von 10 % in die Bonitätsbewertung einfließt, relevant. Bei diesem Rating-Faktor vergibt Moody's das Subfaktor-Rating in Abhängigkeit der CAPEX/SAV-Kennzahl.[47] Je höher das Verhältnis aus CAPEX und SAV, desto niedriger ist das Subfaktor-Rating bzw. desto höher ist der Subfaktor-Score. Dies führt ceteris paribus zu einem höheren AGS und mithin zu einer „schlechteren" Bonitätsbewertung.

[47] In der Moody's-Methodologie wird neben der CAPEX/SAV-Kennzahl das Verhältnis aus CAPEX und RAB als weitere potenzielle Kennzahl genannt. Da der RAB in verschiedenen Regulierungssystemen nicht einheitlich (oder gar nicht) definiert ist, fokussieren wir uns im Folgenden auf die besser zugänglich und besser vergleichbare CAPEX/SAV-Kennzahl.

Tabelle 6: Bonitätsbewertung Faktor „Umfang und Komplexität des Investitionsprogramms“

CAPEX/SAV (%)	0 ≤ X < 4	4 ≤ X < 6	6 ≤ X < 8	8 ≤ X < 12	12 ≤ X < 20	20 ≤ X < 30	30 ≤ X
Faktor-Rating	Aaa	Aa	A	Baa	Ba	B	Caa

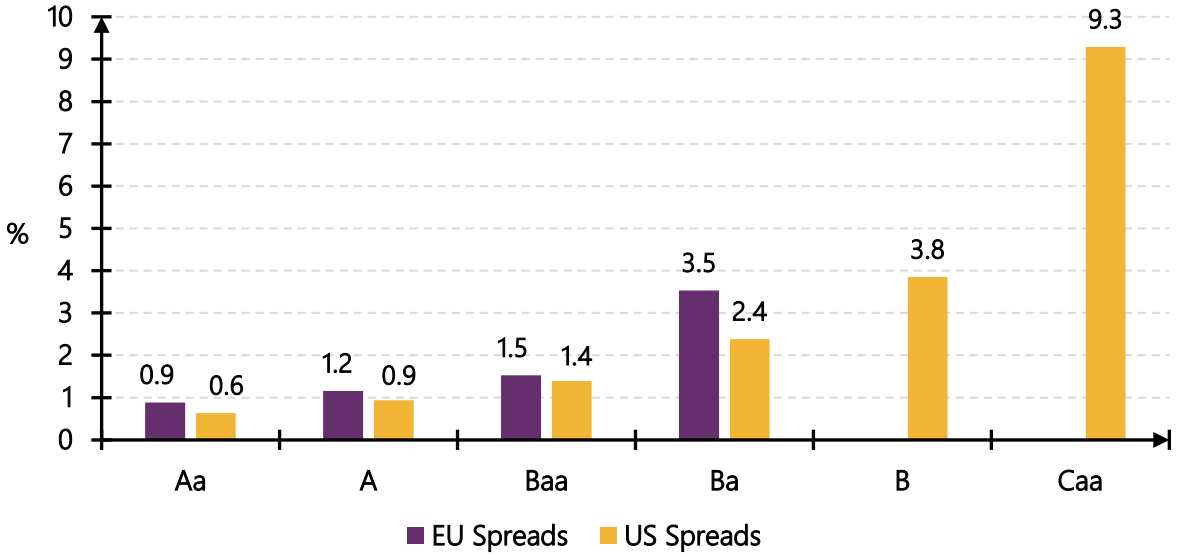
Quelle: NERA-Darstellung auf Basis von Moody's (2022): Rating Methodology – Regulated Electric and Gas Networks.

Bei den anderen quantitativen Rating-Subfaktoren existieren ähnliche Schlüssel für die Ermittlung der Subfaktorratings. Die übrigen Rating-Faktoren und -Subfaktoren werden allerdings bei der Ermittlung des CAPEX-Aufschlags zwischen den 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe harmonisiert, um den Einfluss der Investitionsintensität zu bewerten. Insofern ist die Darstellung der anderen Schlüssel an dieser Stelle verzichtbar.

4.2.2. FK-Aufschläge

Im dritten Schritt der Ermittlungsmethodik für den CAPEX-Aufschlag (siehe Abbildung 7) wird aus dem AGS bzw. der entsprechenden Bonitätsbewertung aus Tabelle 5 jeweils ein FK-Aufschlag für die 4ÜNB sowie für die Beta-Vergleichsgruppe ermittelt.

Abbildung 8: FK-Aufschläge je nach Bonität, Durchschnittswerte 2022-2025



Quelle: NERA-Analyse auf Basis von Daten von Datastream, der Bundesbank, und der St Louis FED.

Hierfür sind Daten über FK-Aufschläge für verschiedene Bonitäten erforderlich. Wir betrachten solche FK-Aufschläge für den europäischen und den US-amerikanischen Anleihenmarkt. Die FK-Aufschläge für den europäischen Markt haben wir aus Anleiherendite-Indexreihen mit durchschnittlicher Restlaufzeit von zehn Jahren vom Anbieter Datastream (Euro Corporate Non-Financial Benchmark) sowie laufzeitäquivalenten Bundesanleiherenditen von der Deutschen Bundesbank ermittelt. Die FK-Aufschläge für den US-amerikanischen Markt haben wir direkt von der Federal Reserve Bank St. Louis bezogen. Abgesehen von der geringeren geographischen Relevanz überwiegen die Vorteile der Daten für den US-amerikanischen Markt. Diese bilden einen größeren Bonitätsbereich mit ausreichender Liquidität ab und sind frei verfügbar. Zwar beziehen sich diese FK-Aufschläge auf den US-amerikanischen Markt und wurden ausgehend von in USD notierten Anleihen ermittelt. Da wesentliche Unterschiede zu Europa (Währung, Inflationserwartung und risikoloses Zinsniveau) aber sowohl die

Unternehmensanleiherenditen als auch die bei der Spread-Berechnung in Abzug gebrachten Renditen risikoloser FK-Instrumente betreffen, sollten hieraus keine erheblichen Verzerrungen resultieren.

Abbildung 8 zeigt die zwischen 2022 und 2025 realisierten FK-Aufschläge je nach Bonität und Datenquelle. Für das Jahr 2025 wurden FK-Aufschläge bis einschließlich 14. Oktober 2025 berücksichtigt. Die Spread-Kurve verläuft im Investment-Grade-Bereich (bis einschließlich Baa) relativ flach und wird beim Übergang in den High-Yield-Bereich (ab Ba) steiler.

4.2.3. Investitionsvolumina

Wie in Kapitel 4.2.1 beschrieben dient in der Moody's-Methodologie die CAPEX/SAV-Kennzahl als Maß für die Investitionsintensität. Um den CAPEX-Aufschlag für die fünfte Regulierungsperiode von 2029 bis 2033 in Anlehnung an die Moody's-Methodologie zu ermitteln, berücksichtigen wir den Durchschnitt der CAPEX/SAV-Kennzahl über den Zeitraum 2022 bis 2026.

Der EK-Zinssatz ist inhärent vorwärtsgewandt. Dies stellt die retrograde Durchschnittsbildung über die CAPEX/SAV-Kennzahl zunächst in Frage. Bei einer näheren Betrachtung überwiegen allerdings die Vorteile der retrograden Durchschnittsbildung:

- Erstens schafft sie Konsistenz mit der im Jahr 2027 erwarteten WACC-Festlegung für Stromverteilnetze, die partiell auch für die 4ÜNB Anwendung finden soll. Bei dieser WACC-Festlegung wird die BNetzA voraussichtlich einen 5-Jahresdurchschnitt über den identischen Zeitraum von 2022 bis 2026 bilden, um den risikolosen Zinssatz zu ermitteln.
- Zweitens wäre die Alternative zur retrograden Durchschnittsbildung die Berücksichtigung von Prognosewerten. Diese Prognosewerte sind nicht frei und standardisiert verfügbar. Außerdem gehen sie mit der bei Prognosen üblichen Unsicherheit einher und können sich je nach Datenquellen unterscheiden.
- Drittens hätte die Kopplung des CAPEX-Aufschlags an Investitionsprognosen eine problematische Anreizwirkung. Unternehmen hätten dann zumindest theoretisch – unter Ausblendung weiterer Zielvorgaben – einen Anreiz, Prognosewerte zu überhöhen. Ein Plan-Ist-Abgleich könnte dem entgegenwirken, ginge aber mit zusätzlichem Regulierungsaufwand einher.
- Viertens liegt der retrograde Durchschnittszeitraum von 2022 bis 2026 bereits weitgehend in der Vergangenheit. Die Unternehmen halten also keinen Hebel, um über eine Ausweitung der Investitionstätigkeit die CAPEX/SAV-Kennzahl und damit den CAPEX-Aufschlag zu erhöhen. Die für das CAPEX der Jahre 2022 bis 2026 maßgeblichen Investitionsentscheidungen wurden in der Vergangenheit getroffen und ließen sich durch Anpassungsverhalten und etwaige Fehlanreize nicht mehr beeinflussen. Dies vermeidet einen etwaigen Fehlanreiz zur Überkapitalisierung (siehe hierzu auch Anhang A).
- Fünftens erscheint der Zeitraum von 2022 bis 2026 mit Blick auf die Investitionstätigkeit repräsentativ für die fünfte Regulierungsperiode, die von 2029 bis 2034 reicht. Beide Zeitfenster fallen in die Hochphase des energiewendebedingten Netzausbaus. Netzausbauprojekte nehmen typischerweise mehrere Jahre in Anspruch. Projekte wie zum Beispiel das SuedOstLink+-Projekt,[48]

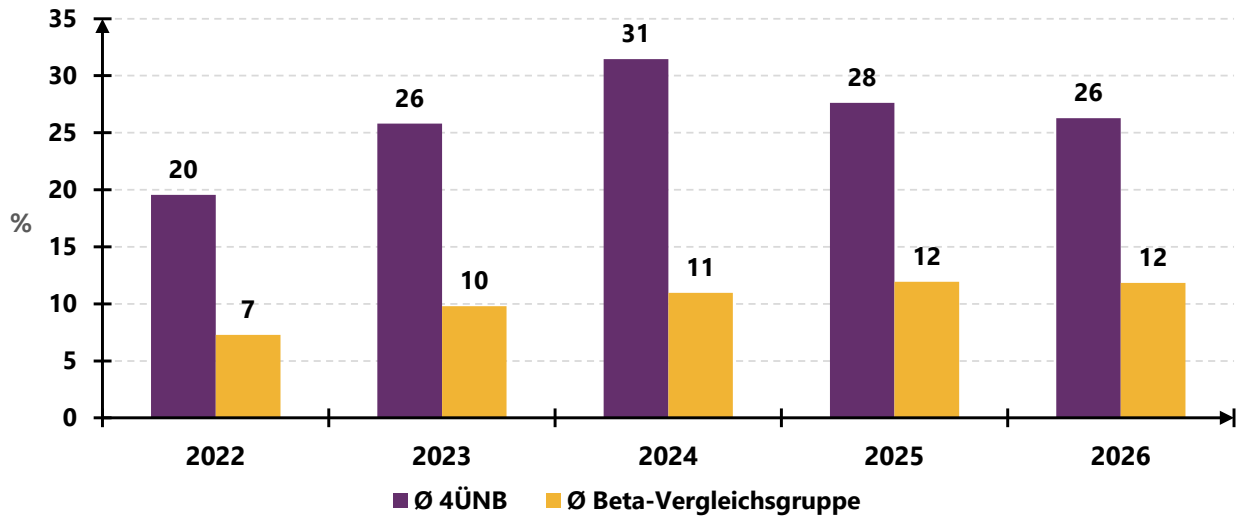
[48] So soll das Teilvorhaben 5a des SuedOst-Links, die Gleichstrom-Erdkabelverbindung von Ludwigslust-Parchim zum Umspannwerk Isar, 2030 in Betrieb genommen werden. BNetzA (2025): Weiterer Fortschritt beim Netzausbau: Bundesnetzagentur genehmigt weiteren Abschnitt des SuedOstLink.

die in den retrograden Durchschnitt der CAPEX/SAV-Kennzahl von 2022 bis 2026 einfließen, werden sich während der fünften Regulierungsperiode weiterhin im Bau befinden. In absoluten Zahlen ist für den Zeitraum 2029 bis 2034 überdies mit einem Anstieg der Investitionsvolumina gegenüber 2022 bis 2026 zu rechnen.[49]

Jährliche Werte für die CAPEX/SAV-Kennzahl für den Zeitraum 2022 bis 2026 wurden uns in einem einheitlichen Format von den 4ÜNB übermittelt. Für die Jahre 2025 und 2026 basieren die Kennzahlen teilweise auf Prognosen der 4ÜNB. Bei der Ermittlung des CAPEX-Aufschlags im Jahr 2027 für die fünfte Regulierungsperioden sollten anstelle dieser Prognosen die dann vorliegenden Ist-Werte in die Ermittlung des CAPEX-Aufschlags einfließen. Für die Unternehmen der Beta-Vergleichsgruppe haben wir die jährlichen CAPEX/SAV-Kennzahlen auf Basis von Jahresabschlüssen bis einschließlich 2024 und Prognosen des Anbieters S&P Capital IQ für die Jahre 2025 und 2026 ermittelt. Auch bei der Beta-Vergleichsgruppe sollten die Prognosewerte zum Ermittlungszeitpunkt durch Ist-Werte ersetzt werden.

Abbildung 9 zeigt die CAPEX/SAV-Kennzahl für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe zwischen 2022 und 2026. Im Durchschnitt liegt die Kennzahl für die 4ÜNB bei 26,1 % und für die Beta-Vergleichsgruppe bei 10,4 %.

Abbildung 9: CAPEX/SAV-Verhältnis der 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe, 2022-2026



Quelle: NERA-Analyse.

4.3. Berechnungen

In Anlehnung an die Moody's-Methodologie (siehe Kapitel 4.2.1) lässt sich der CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz unter Rückgriff auf die FK-Aufschläge (siehe Kapitel 4.2.2) und die CAPEX/SAV-Kennzahl als Maß für die Investitionsintensität (siehe Kapitel 4.2.3) ermitteln. Dies erfolgt in vier Schritten:

[49] So betrugen die durchschnittlichen Investitionen der ÜNB im Zeitraum 2022 - 2025 EUR 13,22 Milliarden. Der aktuelle Entwurf des Netzentwicklungsplans enthält durchschnittliche jährliche Investitionen von über EUR 23,57 Milliarden bis 2037. NERA-Analyse basierend auf BNetzA und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2025, S. 101. und 4ÜNB: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, 1. Entwurf, S. 243.

- Unterkapitel 4.3.1 beschreibt die Ermittlung des aggregierten Rating-Gesamtscore (AGS) in Abhängigkeit der Investitionsintensität für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsunternehmen. Dies entspricht dem zweiten Schritt aus Abbildung 7.[50]
- In Unterkapitel 4.3.2 werden FK-Aufschläge in Abhängigkeit des aggregierten Rating-Gesamtscore (AGS) ermittelt, aus denen sich das Delta ergibt. Dies entspricht dem dritten und vierten Schritt aus Abbildung 7.
- Unterkapitel 4.3.3 führt die ersten beiden Berechnungsschritte zur Veranschaulichung zusammen und ermittelt FK-Aufschläge für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe in Abhängigkeit der jeweiligen Investitionsintensität.
- Im vierten Berechnungsschritt wird das Delta aus den FK-Aufschlägen für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe ermittelt. Dieses Delta wird anschließend zu einem CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz skaliert (siehe Unterkapitel 4.3.4). Dies entspricht den fünften Schritt aus Abbildung 7.

4.3.1. Rating-Score in Abhängigkeit der Investitionsintensität

Die Ermittlung von numerischen Rating-Scores (AGS) in Abhängigkeit der Investitionsintensität erfolgt auf Basis der Moody's-Methodologie (siehe Kapitel 4.2.1). Moody's ermittelt den AGS als gewichteten Durchschnitt der numerischen Bonitätsbewertungen in den verschiedenen Rating-Faktoren und Rating-Subfaktoren, wobei „schlechte" Rating-Faktoren und Rating-Subfaktoren übergewichtet werden. Um den AGS als Funktion der Investitionsintensität – gemessen durch die CAPEX/SAV-Kennzahl – darzustellen, treffen wir Annahmen zur Bonitätsbewertung in allen Rating-Faktoren und Rating-Subfaktoren außer der Investitionsintensität und halten diese konstant.[51] Anschließend variieren wir die Investitionsintensität, um den Einfluss unterschiedlicher Investitionsintensitäten auf den AGS zu isolieren. Dies führt zur gelben Treppenfunktion in Abbildung 10.

Die Treppenfunktion resultiert, da Moody's bei der Bonitätsbewertung für den Faktor „Umfang und Komplexität des Investitionsprogramms" Grenzwerte ansetzt (siehe Tabelle 6). Sobald ein Grenzwert überschritten wird, steigt die numerische Bonitätsbewertung sprunghaft an und ist dann bis zum nächsten Grenzwert konstant. Zur Ermittlung des CAPEX-Aufschlags glätten wir die Treppenfunktion durch lineare Interpolation. Dies führt zur türkisenen Funktion in Abbildung 10. Diese Glättung vermeidet Ergebnissprünge und erhöht die Diskriminierungskraft zwischen unterschiedlichen CAPEX-Intensitäten:

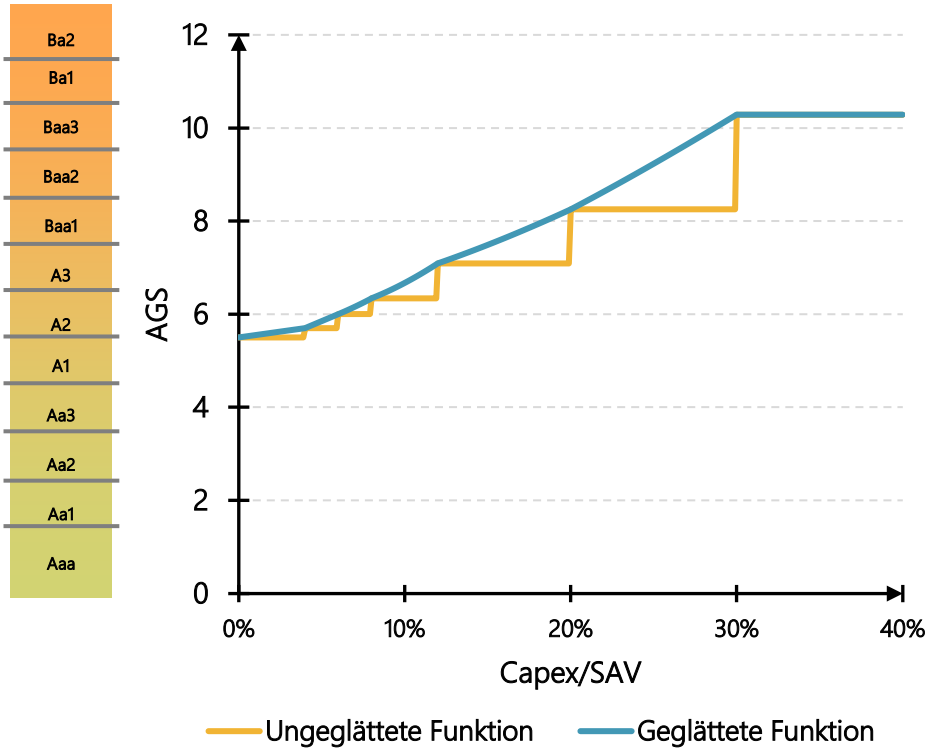
- Die geglättete Funktion vermeidet Ergebnissprünge bei geringen CAPEX-Unterschieden. Beispielsweise würde Moody's bei zwei sehr ähnlichen CAPEX/SAV-Kennzahlen von 29 % und 31 % mit B und Caa zwei deutlich unterschiedliche Faktor-Ratings ansetzen, die sich in entsprechend unterschiedlichen AGS-Werten und Bonitätsbewertungen niederschlagen würden.
- Umgekehrt differenziert die geglättete Funktion auch zwischen CAPEX-Unterschieden, die bei Moody's dasselbe Faktor-Rating erhalten würden. Beispielweise würde Moody's bei CAPEX/SAV-

[50] Der erste Schritt in Abbildung 7 besteht in der Ermittlung der CAPEX/SAV-Kennzahlen für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe. Dies erfolgt in Kapitel 2.

[51] Aufgrund dieser vereinfachenden Annahmen in den anderen Rating-Faktoren und Rating-Subfaktor geben die hier ermittelten AGS-Werte sowie die dazu korrespondieren Bonitäten keinen Aufschluss über die tatsächlichen Bonitäten der 4ÜNB, die bei der FK-Aufnahme maßgeblich sind.

Kennzahlen von 29 % und 21 % dasselbe Faktor-Rating von B ansetzen. Tatsächlich ist bei derart unterschiedlichen Investitionsintensität allerdings mit unterschiedlichen Risiken zu rechnen.

Abbildung 10: Rating (AGS) als Funktion vom CAPEX-SAV-Verhältnis



Quelle: NERA-Analyse. Annahme von Rating „A" in allen anderen Faktoren für die Darstellung.

Die vorgenommene Interpolation an den „oberen Eckpunkten" führt tendenziell zu höheren AGS-Werten und damit „schlechteren" Bonitäten in Abhängigkeit des CAPEX-Volumens als die ursprüngliche Treppenfunktion. Dies führt jedoch nicht automatisch zu höheren CAPEX-Aufschlägen, da sich diese aus dem Delta zweier Punkte (4ÜNB vs. Beta-Vergleichsgruppe) auf der geglätteten Funktion ergeben.[52] Je nach Lage der Investitionsintensitäten bei den 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe kann der resultierende CAPEX-Aufschlag durch die Glättung höher oder niedriger sein als ohne die Glättung.

Tabelle 7: AGS der 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe, 2022-2026

	Ø 4ÜNB	Ø Beta-Vergleichsgruppe
CAPEX/SAV-Verhältnis (%)	26,1	10,4
AGS (Rating-Annahme A in anderen Faktoren)	9,4	6,7
AGS (Rating-Annahme Aa in anderen Faktoren)	7,4	4,1

Quelle: NERA-Analyse.

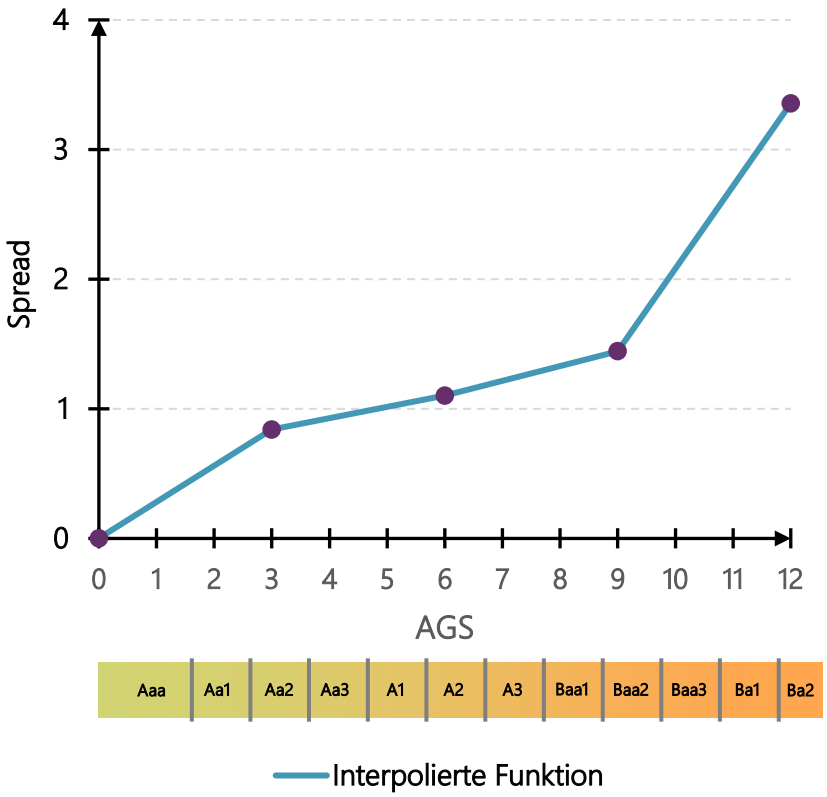
[52] Die Glättung stellt allerdings eine Abweichung von der Moody's-Methodologie dar und ist damit ein weiterer Grund, warum die hier ermittelten AGS-Werte und die die dazu korrespondieren Bonitäten keinen Aufschluss über die tatsächlichen Bonitäten der 4ÜNB, die bei der FK-Aufnahme maßgeblich sind, geben und nicht als solche interpretiert werden sollten.

Für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe ergeben sich unter Annahmen von A und Aa in den übrigen Rating-Faktoren und Rating-Subfaktoren die in Tabelle 7 dargestellten AGS-Werte.

4.3.2. FK-Aufschlag in Abhängigkeit des Rating-Scores

Um die AGS-Werte aus dem voranstehenden Kapitel 4.3.1 in FK-Aufschläge zu überführen, spezifizieren wir den Zusammenhang zwischen Rating-Scores und FK-Aufschlägen. Grundlage hierfür sind die FK-Aufschläge aus Kapitel 4.2.2. Diese sind im europäischen Datensatz für die gröberen Bonitätskategorien Aa, A, Baa und Ba verfügbar. Der US-amerikanische Datensatz enthält zudem Angaben für die Bonitätskategorien B und Caa. Um den funktionalen Zusammenhang zu spezifizieren, ordnen wir den FK-Aufschlag für jede Bonitätskategorie zunächst dem zentralen AGS-Wert innerhalb dieser Bonitätskategorie zu (siehe Tabelle 5). Dementsprechend korrespondiert zum Beispiel der FK-Aufschlag für die Bonität A mit einem AGS-Wert von 6,00 und der FK-Aufschlag für die Bonität Baa mit einem AGS-Wert von 9,00. Anschließend glätten wir die FK-Aufschläge durch lineare Interpolation zwischen den zugeordneten Datenpunkten. Für einen AGS-Wert von 0,00, welcher mit einer Bonität von Aaa korrespondiert, nehmen wir einen FK-Aufschlag von 0,00 % an. Abbildung 11 zeigt den resultierenden funktionalen Zusammenhang zwischen AGS und FK-Aufschlag.

Abbildung 11: FK-Aufschlag als Funktion des Ratings (AGS)



Quelle: NERA-Analyse. Annahme von Rating „A" in allen anderen Faktoren für die Darstellung.

Die unterschiedlichen AGS-Werte aus Kapitel 4.3.1 für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe führen gemäß dieser Funktion zu unterschiedlichen FK-Aufschlägen. Aus diesen beiden FK-Aufschlägen lässt sich das Delta ermitteln, welches im Weiteren maßgeblich für den CAPEX-Aufschlag ist. Tabelle 8 stellt dies dar.

Tabelle 8: FK-Spread der 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe, 2022-2026

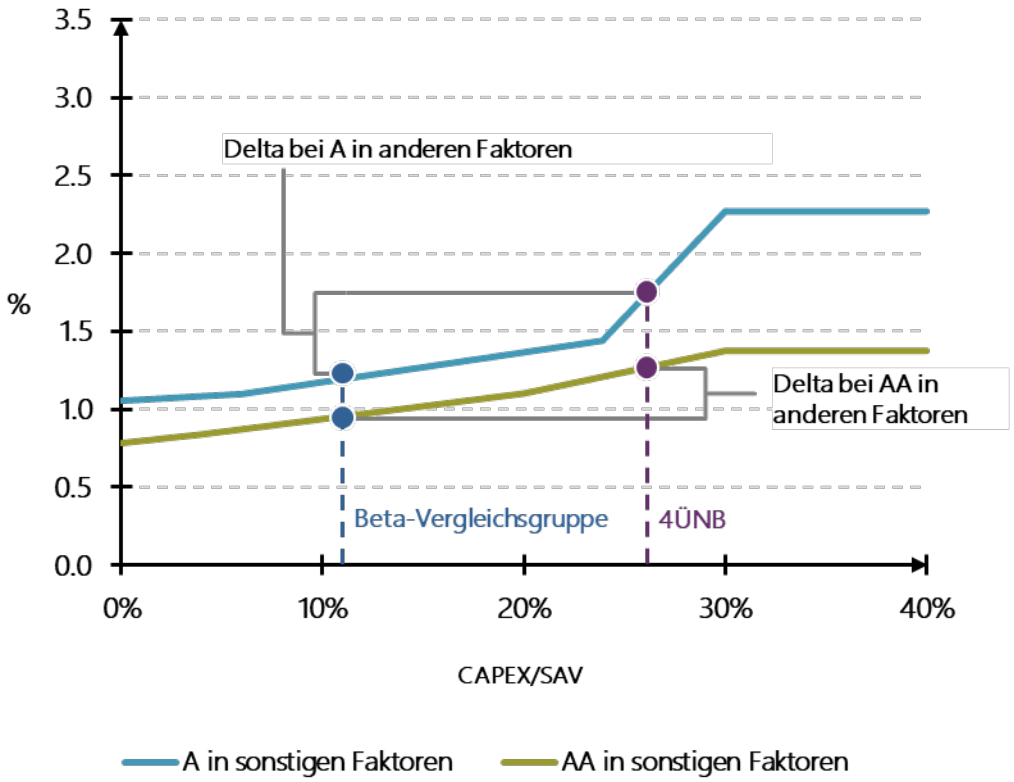
	Ø 4ÜNB	Ø Beta-Vergleichsgruppe	Delta
CAPEX/SAV-Verhältnis (%)	26,1	10,4	
Spread (andere Faktoren: A, %)	EU: 1,7; US: 1,5	EU: 1,2; US: 1,0	EU: 0,5; US: 0,5
Spread (andere Faktoren: Aa, %)	EU: 1,3; US: 1,1	EU: 0,9; US: 0,7	EU: 0,3; US: 0,4

Quelle: NERA-Analyse.

4.3.3. FK-Aufschlag in Abhängigkeit der Investitionsintensität

Kapitel 4.3.1 stellt den Rating-Score als Funktion der CAPEX-Intensität dar. Kapitel 4.3.2 stellt den FK-Aufschlag als Funktion des Rating-Scores dar. Als Synthese aus den beiden Kapiteln lässt sich der FK-Aufschlag als Funktion der CAPEX-Intensität darstellen. Abbildung 12 zeigt dies für die CAPEX-Intensitäten der 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe und für angenommene Bonitätsbewertungen von A und Aa in den anderen Rating-Faktoren und -Subfaktoren. Abbildung 12 illustriert überdies die Ermittlung des Deltas.

Abbildung 12: FK-Aufschlag als Funktion der CAPEX-Intensität



Quelle: NERA-Analyse.

In der Abbildung zeigt sich ein Knick in der türkisenen Funktion, sobald der AGS den Wert 9 überschreitet bzw. der darauf basierende FK-Aufschlag 1,4 % (EU-Spreads) überschreitet. Dieser Knick entsteht, da ab diesem Bereich die FK-Aufschläge durch die lineare Interpolation teilweise auch von den FK-Aufschlägen für die Bonität Ba (High-Yield-Bereich) beeinflusst werden. Bei einem Rating von Aa in den anderen Subfaktoren (grüne Funktion) wird ein AGS von 9 nicht erreicht.

4.3.4. Skalierung des Deltas

Das Delta zwischen den beiden FK-Aufschlägen für die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe ist durch die Harmonisierung der übrigen Rating-Faktoren und -Subfaktoren ausschließlich auf Unterschiede bei der CAPEX-Intensität zurückzuführen. Es gibt an, um wieviel die FK-Kosten der 4ÜNB gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe aufgrund der höheren CAPEX-Intensität steigen. Anders ausgedrückt entspricht das Delta der zusätzlichen Risikokompensation, die FK-Geber ceteris paribus bei Investitionen in die 4ÜNB aufgrund der höheren CAPEX-Intensität gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe benötigen.

Der regulatorische FK-Zinssatz für ÜNB wird diese zusätzlichen Risiken voraussichtlich automatisch abbilden. Dies dürfte entweder durch Berücksichtigung der tatsächlichen Bonitäten, welche die hohe CAPEX-Intensität reflektieren, erfolgen.[53] Alternativ könnte eine kalkulatorische Bonität für einen stilisierten ÜNB unter Berücksichtigung der hohen CAPEX-Intensität ermittelt werden.[54] Daher ist eine explizite Anpassung des FK-Zinssatzes für die hohe CAPEX-Intensität der 4ÜNB nicht erforderlich.

Die Ermittlungsmethodik für den regulatorischen EK-Zinssatz aus der WACC-Methodenfestlegung wird die Mehrrisiken der 4ÜNB aufgrund der höheren CAPEX-Intensität hingegen nicht per se abbilden. Die WACC-Methodenfestlegung sieht die Ermittlung des EK-Zinssatzes gemäß dem Capital Asset Pricing Modell (CAPM) vor.[55] Im CAPM bildet der Betafaktor sektorale und unternehmensspezifische Risiken ab. Der Betafaktor soll anhand einer Stichprobe börsennotierter Vergleichsunternehmen ermittelt werden.[56] Der resultierende Betafaktor und der darauf basierende EK-Zinssatz werden folglich die CAPEX-Intensität ebendieser Beta-Vergleichsunternehmen und nicht die höhere CAPEX-Intensität der 4ÜNB spiegeln. Die Mehrrisiken der 4ÜNB aufgrund der höheren CAPEX-Intensität gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe blieben so unberücksichtigt. Ein expliziter CAPEX-Aufschlag ist daher erforderlich. Um eine Doppelvergütung auszuschließen, ist die Ermittlungsmethodik für den CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz aber genau so konstruiert, dass nur diejenigen CAPEX-Volumina Berücksichtigung finden, die nicht bereits über die Beta-Vergleichsgruppe abgebildet sind. Um dies zu gewährleisten, wird lediglich das Delta zwischen der CAPEX-Intensität der 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe in Betracht gezogen. Dieses Delta wird im letzten Schritt von einer FK-Risikoprämie in eine EK-Risikoprämie transformiert.

EK-Investoren erhalten erst eine Rendite, nachdem ein Unternehmen allen Zahlungsverpflichtungen gegenüber FK-Investoren nachgekommen ist. Dementsprechend betrifft jedes Geschäftsrisiko EK-Investoren potenziell stärker und früher als FK-Investoren. Die höheren Risiken erfordern eine höhere Kompensation. Aus diesem Grund sind EK-Risikoprämien bei einem Unternehmen stets höher als FK-Risikoprämien. Für die Skalierung des FK-Deltas in einen CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz greifen wir auf das Verhältnis zwischen EK- und FK-Risikoprämien zurück.[57] Dieses Verhältnis gibt an,

---

53 Dies entspricht dem Vorgehen im Festlegungsentwurf für den ÜNB-Regulierungsrahmen. Siehe BNetzA (2025): GBK-25-01-1#2 (Entwurf), Rz. 271ff.

54 Dies entspricht dem von NERA empfohlenen Vorgehen für die Ermittlung des regulatorischen FK-Zinssatzes für ÜNB. Siehe NERA (2025): Kapitalkosten Übertragungsnetze (Präsentation vom 9. Mai), Folien 16 und 17.

55 BNetzA (2025): GBK-25-02-3#1, Tenorziffer 4.3.

56 BNetzA (2025): GBK-25-02-3#1, Tenorziffer 4.6.

57 Eine ähnliche Skalierung von FK-Risikoprämien auf EK-Risikoprämien anhand relativer Risikomaße nimmt Prof. Damodaran bei der Ermittlung von Länderrisikoprämien vor. Siehe Damodaran (2003): Country risk and company exposure: theory and practice. Journal of applied finance, 13(2).

wie sich das Risiko einer Geschäftstätigkeit auf EK- und FK-Investoren verteilt. Wenn ein zusätzliches Risiko (wie die erhöhte Investitionsintensität) die FK-Risikoprämie um einen bestimmten Betrag erhöht, sollte die EK-Risikoprämie um das Produkt aus diesem Betrag und dem Skalierungsfaktor ansteigen.

Dieses Verhältnis wird sich endogen aus den zukünftigen WACC-Festlegungen für Strom- und Gasnetzbetreiber ergeben. Zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung sind hierüber Annahmen erforderlich, die bei der Festlegung eines CAPEX-Aufschlags für die fünfte Regulierungsperiode durch Ist-Werte ersetzt werden sollten. Unter der Annahme eines gegenüber der vierten Regulierungsperiode unveränderten Betafaktors in Höhe von 0,81 (verschuldet), einer Marktrisikoprämie in Höhe von 5,40 % und eines durchschnittlichen FK-Aufschlags in Höhe von 1,39 % ergibt sich ein Skalierungsfaktor von 3,14.[58] Dieser Faktor sagt aus, dass EK-Investoren bei Investitionen in deutsche Strom- und Gasnetze aufgrund der Nachrangigkeit ihrer Ansprüche gegenüber FK-Investoren eine etwa um den Faktor drei höhere Kompensation für die zugrundeliegenden Risiken fordern.

Zusätzlich ziehen wir Vergleichsentscheidungen für regulierte ÜNB aus anderen Ländern heran. Dabei betrachten wir nur Vergleichsentscheidungen, die auf einer kalkulatorischen EK-Quote von 40 % und einem kalkulatorischen FK-Zinssatz basieren, wie es der zukünftige Regulierungsrahmen in Deutschland vorsieht.[59] Lediglich die Entscheidungen aus Frankreich, Österreich und der Schweiz erfüllen diese Kriterien. Der jeweilige Skalierungsfaktor ergibt sich als Verhältnis aus EK- und FK-Aufschlag gegenüber dem risikolosen Zinssatz. In Österreich und der Schweiz betrachten wir jeweils eine Variante mit und ohne Berücksichtigung des zusätzlichen Aufschlags für FK-Nebenkosten. Die Bandbreite der Skalierungsfaktoren in Tabelle 9 reicht von 2,81 bis 5,11. Die Mittelwerte reichen von 3,43 bis 4,14. Insgesamt stützen die europäischen Präzedenzfälle den annahmebasierten Skalierungsfaktor aus der WACC-Festlegung für die fünfte Regulierungsperiode in Deutschland.

Tabelle 9: Skalierungsfaktor auf Basis internationaler Präzedenzfälle

Kennzahl	Berechnung	CH	AT	FR	Ø
EK-Aufschlag (CAPM-Wagniszuschlag)	A	5,11	4,25	4,06	
FK-Aufschlag (exklusive Ausgabeaufschlag)	B	1,00	1,31	1,00	
FK-Aufschlag (inklusive Ausgabeaufschlag)	C	1,50	1,51	1,00	
Obergrenze Skalierungsfaktor	A/B	5,11	3,24	4,06	**4,14**
Untergrenze Skalierungsfaktor	A/C	3,41	2,81	4,06	**3,43**

NERA-Analyse basierend auf internationalen Regulierungsentscheidungen. Anmerkung: In Frankreich existiert kein Ausgabeaufschlag auf den FK-Zinssatz. 1) Die Länderauswahl basiert auf der NERA-Präsentation zum Expertenaustausch der BNetzA vom 09.05.2025. Wir lassen Länder unberücksichtigt, in denen die EK-Quote nicht 40 % beträgt oder in denen kein kalkulatorischer FK-Zinssatz festgelegt wird.

[58] Der FK-Aufschlags in Höhe von 1,39 % ergibt sich als (teilweise auf Prognosen basierender) 7-Jahresdurchschnitt über Risikoprämien von Baa-Anleihen gegenüber laufzeitäquivalenten Bundesanleihen bis einschließlich Dezember 2026. Bei den gezeigten Werten für den Betafaktor, die Marktrisikoprämie und den FK-Aufschlag handelt es sich nicht um eine Prognose seitens NERA über den zu erwartenden WACC. Die Werte dienen lediglich der Illustration und können als Platzhalter angesehen werden.

[59] Diese Beschränkung ist erforderlich, da sich das unternehmerische Risiko bei abweichenden EK-Quoten anders zwischen EK- und FK-Investoren verteilen könnte.

Die Anwendung des Skalierungsfaktors auf das Delta der FK-Aufschläge unterstellt implizit, dass EK-Risikoprämien bei kleineren Veränderungen proportional (hier: mit dem Faktor 3,14) mit FK-Risikoprämien ansteigen. Wie Anhang C zeigt, ist diese Annahme für größere Änderungen des FK-Aufschlags nicht erfüllt. Der Skalierungsfaktor scheint mit steigenden FK-Aufschlägen zu sinken. Für kleinere Änderungen ist die Annahme eines linearen Zusammenhangs jedoch sachgerecht. Die Wahl eines Skalierungsfaktors am unteren Ende oder sogar unterhalb der internationalen Bandbreite trägt der Nicht-Linearität bei größeren Veränderungen zusätzlich Rechnung.

4.4. Ergebnisse für den CAPEX-Aufschlag

Aus der Anwendung des Skalierungsfaktors von 3,14 auf die in Kapitel 4.3.2 ermittelten Deltas zwischen den 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe resultieren die in Tabelle 10 dargestellten CAPEX-Aufschläge auf den EK-Zinssatz (nach Steuern). Diese Aufschläge ergeben sich durch Multiplikation der verschiedenen Deltas mit dem Skalierungsfaktor.

Tabelle 10: CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz für die 4ÜNB, in % (nach Steuern)

Rating-Annahme für die anderen Subfaktoren	EU-Spreads	US-Spreads
AA	1,0	1,2
A	1,6	1,5

Quelle: NERA-Analyse.

Die Bandbreite von 1,0 % bis 1,6 % für den CAPEX-Aufschläge steht im Einklang mit Präzedenzfällen aus den Niederlanden und Großbritannien (siehe Kapitel 3.6). Aus diesen Präzedenzfällen ergibt sich eine Bandbreite von 0,9 % bis 1,5 % als Kompensation für die Mehrrisiken bei CAPEX-Intensität.

5. Fazit

Ausgelöst durch die Energiewende haben die 4ÜNB besonders nach 2022 einen deutlichen Anstieg der Investitionen verzeichnet, der in den kommenden Jahren anhalten wird. Die Investitionsintensität ist signifikant höher als für typische deutsche Energienetzbetreiber während der ersten vier Regulierungsperioden.

Die ausgeprägte Investitionsintensität der 4ÜNB wirkt über verschiedene Kanäle risikoerhöhend. Dazu zählen der Anstieg der Kapitalbindungsdauer, das Risiko von Illiquidität sowie operative Risiken, unter anderem im Zusammenhang mit dem steigenden Fixkostenanteil. Diese Risiken erhöhen die erforderliche Risikokompensation, also den erforderlichen EK-Zinssatz. Eine Erhöhung des EK-Zinssatzes erscheint auch erforderlich, da zur Finanzierung der Ausbauverpflichtungen ein größerer Kapitalgeberkreis als bisher angezogen werden muss. Der Zusammenhang zwischen der Investitionsintensität und der erforderlichen Kapitalverzinsung lässt sich in den Methoden der Ratingagenturen explizit nachvollziehen. Dieser Zusammenhang gilt für den EK-Zinssatz ebenso wie für den FK-Zinssatz.

Die Ermittlungsmethodik für den regulatorischen EK-Zinssatz gemäß der WACC-Methodenfestlegung wird die Mehrrisiken der 4ÜNB aufgrund der höheren CAPEX-Intensität nicht abbilden. Die WACC-Methodenfestlegung sieht die Ermittlung des Betafaktors anhand einer Stichprobe börsennotierter Vergleichsunternehmen vor. Der resultierende EK-Zinssatz wird folglich die CAPEX-Intensität ebendieser Beta-Vergleichsunternehmen spiegeln. Die CAPEX-Intensität der 4ÜNB liegt aber über dem Durchschnitt und auch über der CAPEX-Intensität jedes einzelnen Beta-Vergleichsunternehmens. Ein expliziter CAPEX-Aufschlag ist daher erforderlich. Die Ermittlung des CAPEX-Aufschlags erfolgt in Anlehnung an die Rating-Methodologie von Moody's. Um eine Doppelvergütung auszuschließen, ist sie so konzipiert, dass nur diejenigen CAPEX-Volumina Berücksichtigung finden, die nicht bereits über die Beta-Vergleichsgruppe abgebildet sind.

Auf Basis der Ermittlungsmethodik ergibt sich eine Bandbreite zwischen 1,0 % und 1,6 % für den CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz (nach Steuern). Diese Bandbreite steht im Einklang mit Präzedenzfällen aus den Niederlanden und Großbritannien.

Anhang A. Würdigung vorgebrachter Kritikpunkte

Im bisherigen Verlauf des NEST-Prozesses haben die BNetzA und andere Stakeholder verschiedene Diskussionspunkte vorgetragen, die einer Anwendung des CAPEX-Aufschlags auf den EK-Zinssatz entgegenstehen könnten. Diese Diskussionspunkte betreffen insbesondere die Bereiche Effizienz des Regulierungsrahmens, Anreizwirkung für Netzbetreiber und Vermeidung unnötiger Kosten für Netznutzer. Insofern sind diese Diskussionspunkte ausgesprochen relevant und aus regulierungsökonomischer Sicht zu würdigen. Um diese Würdigung vorzunehmen, fassen wir die Diskussionspunkte in sechs Thesen zusammen:

- These 1: Der Betafaktor bildet den hohen Investitionsbedarf sowie die damit verbundenen Risiken bereits ab.
- These 2: Der Regulierungsrahmen für die ÜNB bildet die Sondersituation der ÜNB aufgrund des hohen Investitionsbedarfs anderweitig ab, sodass ein CAPEX-Aufschlag entbehrlich ist.
- These 3: Aufgrund der hohen Investitionsbedarfe bei vielen Netzbetreibern käme es zu einer (zu) weitläufigen Anwendung des CAPEX-Aufschlags.
- These 4: Der CAPEX-Aufschlag schafft einen Fehlanreiz zur Überkapitalisierung.
- These 5: Der CAPEX-Aufschlag führt bei den ÜNB vor dem Hintergrund des Beschleunigungsanreizes (Redispatch-Bonus) zu einer Doppelvergütung.
- These 6: Für die Anwendung eines CAPEX-Aufschlags existieren kaum Präzedenzfälle.

Im Folgenden gehen wir auf jede der sechs Thesen separat ein.

These 1: Der Betafaktor bildet den hohen Investitionsbedarf sowie die damit verbundenen Risiken bereits ab.

Die BNetzA argumentiert im Entwurf der ÜNB-Rahmenfestlegung, dass der nach der WACC-Methodenfestlegung zu ermittelnde EK-Zinssatz eine *„angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals*" gewährleiste. Der Methodenfestlegung sieht die Ermittlung des EK-Zinssatzes anhand des klassischen CAPM-Modells vor.[60] Die BNetzA schreibt, dass ein darüberhinausgehender Zuschlag aufgrund des hohen Investitionsbedarfes aus ihrer Sicht nicht erforderlich sei, da die Methodik zur Ermittlung des Betafaktors die zusätzlichen Risiken aufgrund des hohen Investitionsbedarfs abbilden würde.[61]

Der Betafaktor eines Unternehmens oder Sektors vergleicht dessen systematisches Risiko mit dem allgemeinen Marktrisiko. Die BNetzA wird den Betafaktor gemäß der WACC-Methodenfestlegung als gewichteten Durchschnitt über börsennotierte Vergleichsunternehmen (Beta-Vergleichsgruppe) aus dem Ausland ermitteln. Explizite Annahme hinter diesem Vorgehen ist, dass die 4ÜNB und die Beta-Vergleichsgruppe ähnlichen Risiken ausgesetzt sind und dass die Treiber dieser Risiken für die deutschen und internationalen Netzbetreiber vergleichbar sind. Anders ausgedrückt muss die Beta-Vergleichsgruppe repräsentativ für die 4ÜNB sein. Wie Kapitel 2.2 zeigt, weisen die 4ÜNB mindestens seit 2022 und für die absehbare Zukunft allerdings deutlich höhere Investitionsvolumina als die Beta-

60 BNetzA (2025): GBK-25-02-3#1, Tenorziffer 4.3.

61 BNetzA (2025): GBK-25-01-1#2 (Entwurf), Rz. 268.

Vergleichsgruppe auf. Konkret liegen die vier Kennzahlen CAPEX/SAV (4ÜNB: 26 %, Beta-Vergleichsgruppe: 10 %), SAV-Wachstum (4ÜNB: 31 %, Beta-Vergleichsgruppe: 7 %), CAPEX/EBITDA (4ÜNB: 325 %, Beta-Vergleichsgruppe: 92 %) und CAPEX/Abschreibungen (4ÜNB: 1003 %, Beta-Vergleichsgruppe: 253 %) für die 4ÜNB um den Faktor 2,6 bis 4,4 über den Kennzahlen für die Beta-Vergleichsgruppe. Der EK-Zinssatz gemäß WACC-Methodenfestlegung wird die Investitionsvolumina der 4ÜNB und die damit verbundenen Risiken daher entgegen den Ausführungen der BNetzA nur zu einem Bruchteil abbilden. Dies gilt insbesondere bei Beibehaltung oder konsistenter Fortentwicklung der Auswahl von Vergleichsunternehmen. Da der Netzausbaubedarf der 4ÜNB weitgehend präzedenzlos ist, wäre es darüber hinaus auch nicht möglich, eine aus statistischer Sicht hinreichend große Beta-Vergleichsgruppe zusammenzustellen, die die zusätzlichen Risiken aufgrund des hohen Investitionsbedarfs der 4ÜNB repräsentiert.

Die Anwendung eines CAPEX-Aufschlags gegenüber des auf den Beta-Vergleichsunternehmen basierenden EK-Zinssatzes ist daher erforderlich, um die Risiken der 4ÜNB im Zusammenhang mit dem hohen Investitionsbedarf vollständig abzubilden. Der Ermittlungsansatz für den CAPEX-Aufschlag gewährleistet außerdem per Konstruktion, dass nur CAPEX-Volumina über denjenigen der Beta-Vergleichsunternehmen zu einem Aufschlag führen. Anders ausgedrückt beträgt der CAPEX-Aufschlag null, sobald die Beta-Vergleichsunternehmen repräsentativ für die CAPEX-Intensität der 4ÜNB sind.

These 2: Der Regulierungsrahmen für die ÜNB bildet die Sondersituation der ÜNB aufgrund des hohen Investitionsbedarfs anderweitig ab, sodass ein CAPEX-Aufschlag entbehrlich ist.

Weiterhin argumentiert die BNetzA, dass es aus Investorensicht nicht auf die methodischen Regulierungsparameter (wie etwa den Betafaktor) ankomme, sondern auf das „Gesamtpaket": Die Kombination der verschiedenen Regulierungsparameter müsse den Investoren zufolge insgesamt zu einer Kapitalverzinsung führen, die sich mit Investitionsalternativen messen kann.[62] Die BNetzA verweist in diesem Zusammenhang auf Sonderregelungen für die ÜNB aufgrund des hohen Investitionsbedarfs. Ein CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz sei nicht geboten, da *„den Investitionsbedarfen bereits an anderer Stelle Rechnung getragen"* werden würde.

Die BNetzA präzisiert nicht, welche anderen Bestandteile des ÜNB-Regulierungsrahmens (neben dem EK-Zinssatz) aus ihrer Sicht die CAPEX-Risiken der ÜNB abbilden werden. Vermutlich nimmt die BNetzA hier auf die Einführung einer Cost-Plus-Regulierung mit jährlichem Plan-Ist-Kostenabgleich sowie die Abschaffung des Totex-Effizienzvergleichs (bzw. der Referenznetzanalyse) Bezug.[63] Das Jährlichkeitsprinzip führt dazu, dass im Vergleich zur bisherigen Anreizregulierung Kosten schneller in der Erlösobergrenze abgebildet werden. Die Abschaffung des TOTEX-Effizienzvergleichs (bzw. der Referenznetzanalyse) wirkt isoliert betrachtet ebenfalls risikomindernd. Insgesamt scheint die BNetzA die Position zu vertreten, dass die Einführung der Cost-Plus-Regulierung für ÜNB risikomindernd wirken würde. Dies stünde dem Risikoanstieg durch die hohe CAPEX-Intensität entgegen, sodass der EK-Zinssatz auf Basis der Beta-Vergleichsgruppe insgesamt angemessen sein könnte.

Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass die Abgrenzung zwischen Cost-Plus-Regulierung und Anreizregulierung nicht eindeutig ist und dass die Übergänge zwischen verschiedenen Regulierungsvarianten fließend sind. Alle europäischen Anreizregulierungssysteme weisen einen hohen Grad an Kostenorientierung auf. Auch die bisherige Anreizregulierung der 4ÜNB ist kostenbasiert. Insbesondere

62 BNetzA (2025): GBK-25-01-1#2 (Entwurf), Rz. 269.

63 BNetzA (2025): GBK-25-01-1#2 (Entwurf), Tenorziffer 2.

die Investitionskosten werden in tatsächlicher Höhe anerkannt und ein großer Anteil der Kosten gilt als dauerhaft nicht-beeinflussbar. Die entworfene zukünftige ÜNB-Regulierung soll überdies neue Effizienz- und Anreizinstrumente (Partialbenchmark, Prozesskostenrechnung, Bonus-Malus-Modelle, Outputorientierung) enthalten.[64] Diese wirken insbesondere aufgrund der Unsicherheit über ihre exakte Ausgestaltung risikoerhöhend. Insgesamt ist also nicht klar, ob und zu welchem Grad die neue ÜNB-Regulierungsrahmen – unter Ausklammerung des Effektes der CAPEX-Intensität – tatsächlich risikomindernd gegenüber der aktuellen Regulierung wirkt.

Darüber hinaus erscheint der entworfene ÜNB-Regulierungsrahmen vergleichbar mit den Regulierungssystemen der Beta-Vergleichsunternehmen, die alle einen hohen Grad an Kostenorientierung aufweisen. Die rasche Anerkennung von Kostenanteilen, die als nicht-beeinflussbar gelten, ist im europäischen Ausland gängig. Ähnlich wie die 4ÜNB unterliegen auch die meisten Unternehmen der Beta-Vergleichsgruppe keinem rückblickendem TOTEX-Effizienzvergleich.[65] Ein auf Basis der Beta-Vergleichsgruppe ermittelte EK-Zinssatz erscheint daher – abgesehen von der CAPEX-Intensität – repräsentativ für den ÜNB-Regulierungsrahmen.

Zuletzt lässt sich empirisch regelmäßig kein Unterschied zwischen Anreizregulierung und Cost-Plus-Regulierung im Betafaktor nachweisen. Dies zeigt sich aktuell bei der Umstellung von Anreizregulierung auf Cost-Plus-Regulierung in den Niederlanden. Dort sieht die Regulierungsbehörde auf Basis der Empfehlungen ihres Gutachters keine Anpassung der Vergleichsgruppe und der Ermittlungsmethodik für den Betafaktor vor.[66] Der ökonomische Gutachter ist zwar der Einschätzung, dass ein Übergang von Anreiz- zur Cost-Plus-Regulierung das Risiko eines Netzbetreibers tendenziell reduzieren würde.[67] Allerdings sei dieser Rückgang klein – vermutlich kleiner als ohnehin existierende Unterschiede innerhalb der Beta-Vergleichsgruppe. Darüber hinaus sei nicht belegt, ob die Umstellung zu Änderungen im systematischen Risiko führen würde und so überhaupt einen Effekt auf den Betafaktor hätte. Der ACM-Gutachter kommt zu folgendem Fazit: *„Hence, we do not recommend a change in the method for estimating the cost of equity to account for the new regulatory method."*[68]

These 3: Aufgrund der hohen Investitionsbedarfe bei vielen Netzbetreibern käme es zu einer (zu) weitläufigen Anwendung des CAPEX-Aufschlags.

Grundsätzlich sollten Mehrrisiken aufgrund erhöhter Investitionen im EK-Zinssatz abgebildet werden – unabhängig von der Frage, bei wie vielen Netzbetreibern sie auftreten. Auch bei den Strom-VNBs sind die Investitionen seit 2022 angestiegen (siehe Abbildung 1). Allerdings ist der Anstieg weniger steil als bei den 4ÜNB. Die Investitionssummen bei den Strom-VNB konzentrieren sich auf wenige Unternehmen: Für etwa 80 % der Investitionen der 82 größten Strom-VNBs sind 20 Unternehmen verantwortlich.[69] Dementsprechend ist davon auszugehen, dass wenn überhaupt nur einzelne

64 BNetzA (2025): GBK-25-01-1#2 (Entwurf), Tenorziffer 13.

65 Die ÜNB aus Großbritannien (National Grid), Italien (Terna) und Belgien (Elia) haben nicht am TCB21-Benchmarking teilgenommen. Die Daten des spanischen ÜNB (Redeia Corporacion) sind zwar in das TCB21-Benchmarking eingeflossen. Die Regulierungsbehörde ließ die Ergebnisse allerdings bei der Tarifermittlung unberücksichtigt. Auch für den spanischen FNB Enagas flossen zuletzt keine Ergebnisse aus europäischen Benchmarking-Projekten in die Regulierungsformel ein. Die Vergleichsunternehmen aus Übersee unterliegen ebenfalls keinem rückblickenden TOTEX-Benchmarking.

66 ACM (2025): Ontwerpmethodebesluit bijlage 3A WACC, ACM/UIT/656823.

67 Brattle (2025): Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators. S. 42f.

68 Brattle (2025): Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators. S. 12f.

69 BNetzA (2025): Update: Verteilernetze bis 2045. Abgerufen am 17.12.2025 (Link).

Strom-VNB von einer mit den 4ÜNB vergleichbaren CAPEX-Intensität betroffen sind. Durch die Wahl eines oder mehrerer absoluten Schwellenwerte (beispielsweise auf Basis der Kennzahlen in Kapitel 2) zur Identifikation von Vielinvestierern könnte die Regulierungsbehörde darüber hinaus steuern, wie viele Netzbetreiber für den CAPEX-Aufschlag in Frage kommen.

Im Übrigen offenbart der NEST-Prozess eine klare Einschätzung seitens der BNetzA darüber, dass sich die 4ÜNB in einer Sondersituation befinden – auch gegenüber den Strom-VNB. Ansonsten wäre die Ausklammerung der 4ÜNB vom generellen NEST-Prozess (für Strom-VNB, Gas-VNB und FNB) schwer zu rechtfertigen.

These 4: Der CAPEX-Aufschlag schafft einen Fehlanreiz zur Überkapitalisierung.

Die BNetzA hat Bedenken geäußert, dass ein CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz Fehlanreize zur Überkapitalisierung setzen könnte. Dieser Logik zufolge hätten Netzbetreiber aufgrund des CAPEX-Aufschlags einen Anreiz, über das effiziente Maß zu investieren, um den Aufschlag zu erhalten. Diese Anreizproblematik ist in der Regulierungsökonomik als „Averch-Johnson-Effekt" bekannt.[70]

Die Sorge um eine Überkapitalisierung durch den hier vorgestellten CAPEX-Aufschlag ist jedoch unbegründet. Die vorgeschlagene Ermittlungsmethodik sieht eine retrograde Durchschnittsbildung über das CAPEX-SAV-Verhältnis bei den 4ÜNB und der Beta-Vergleichsgruppe über den Zeitraum von 2022 bis 2026 vor. Dieser Zeitraum liegt bereits überwiegend in der Vergangenheit. Die entsprechenden Investitionsentscheidungen wurden bereits getroffen und können durch Anpassungsverhalten und etwaige Fehlanreize nicht mehr beeinflusst werden. Die retrograde Durchschnittsbildung vermeidet (im Gegensatz zu einer Kennzahlenermittlung auf Basis von Prognosen) auch Plan-Ist-Abweichungen.

Überdies verfügen die 4ÜNB – auch verglichen mit den Strom-VNBs – über stark eingeschränkten Spielraum bei der Netzentwicklung. Beim Netzentwicklungsplans (NEP) hat die Bundenetzagentur umfangreiche Möglichkeiten, die wirtschaftliche und technische Notwendigkeit einzelner Ausbauprojekte zu prüfen und nach eigenem Ermessen zu genehmigen. Der Netzentwicklungsplan bzw. das darauf basierende Bundesbedarfsplangesetz ist für die 4ÜNB bindend. Auch anderweitige gesetzliche Verpflichtungen etwa in Bezug auf Vorrangprojekte nach dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) schränken den Handlungsspielraum der 4ÜNB bei der Investitionsplanung ein. Zu diesem Entschluss kommt auch die BNetzA in den Begründungen zum Festlegungsentwurf: *„Da die Übertragungsnetzbetreiber nach den öffentlich-rechtlichen Bedarfsfeststellungen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) und dem EnWG grundsätzlich verpflichtet sind, Investitionen in der oben genannten Größenordnung und für die genannten Zielzeiträume zu realisieren, bleibt ihnen hinsichtlich des Umfangs der Ausbauverpflichtung vergleichsweise wenig Spielraum"*.[71]

Zuletzt erscheint die Sorge vor zu vielen Investitionen bei den 4ÜNB aktuell und mittelfristig unbegründet. Vielmehr stellt sich die Frage, ob die aktuell geplanten Investitionen zu stemmen sind. Es besteht also eher ein Risiko von zu geringen Investitionen. Auch die BNetzA ist jüngst in den Begründungen zum Festlegungsentwurf für einen Regulierungsrahmen für ÜNB der Auffassung, dass

[70] Harvey Averch & Leland L. Johnson (1962): Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. American Economic Review, 52(5), S. 1052-1069.

[71] BNetzA (2025): GBK-25-01-1#2 (Entwurf), Randnummer 108.

strukturelle Überinvestitionen zur Gewinnsteigerung aufgrund der ohnehin sehr hohen Investitionsnotwendigkeiten kaum vorstellbar seien.[72]

These 5: Der CAPEX-Aufschlag führt bei den ÜNB vor dem Hintergrund des Beschleunigungsanreizes (Redispatch-Bonus) zu einer Doppelvergütung.

Der ÜNB-Rahmenfestlegung (Entwurf) sieht einen etwaigen Redispatch-Bonus vor.[73] Dieser Bonus soll auf Basis tatsächlich eingesparter Redispatch-Kosten kalkuliert werden und damit die Beschleunigung des Netzausbaus dort anreizen, wo er zu hohen Redispatch-Einsparungen führt. Bei einem bestimmten Ausbauvorhaben könnten die 4ÜNB demnach bei Anwendung des CAPEX-Aufschlags doppelt profitieren – durch den CAPEX-Aufschlag und durch den Redispatch-Bonus.

Der CAPEX-Aufschlag vergütet Mehrrisiken (und damit Kosten) hoher Investitionsvolumina und stellt daher keine „Belohnung" für hohe Investitionsvolumen dar. Der Redispatch-Beschleunigungsanreiz ist hingegen ein spezifisches Element der Output-Orientierung, das Anstrengungen zur zügigen Reduzierung von Redispatch-Kosten belohnen soll. Elemente der Output-Orientierung (wie zum Beispiel auch das Qualitätselement) können kein Ersatz für eine risikoadäquate regulatorische Kapitalverzinsung darstellen, etwa aufgrund ihrer fehlenden Planbarkeit.

These 6: Für die Anwendung eines CAPEX-Aufschlages existieren kaum Präzedenzfälle.

Schließlich wurde gegenüber der Einführung eines CAPEX-Aufschlags das Bedenken hervorgebracht, dass hierfür keine hinreichende Präzedenz bestehe. Bisher sei in der deutschen Netzregulierung kein solcher Aufschlag zur Anwendung gekommen. Auch international sei ein CAPEX-Aufschlag kein etablierter, weit verbreiteter Bestandteil der Energienetzregulierung.

Die Investitionsbedarfe der 4ÜNB liegen sowohl im historischen Vergleich als auch im Vergleich zu Netzbetreibern auf nationaler und internationaler Ebene auf einem außerordentlich hohen Niveau und sind präzedenzlos hoch. Dementsprechend können naturgemäß keine Präzedenzfälle für den regulatorischen Umgang mit derartigen Investitionsvolumina existieren. Tatsächlich existieren aus den Niederlanden und Großbritannien aber Präzedenzfälle für die Anwendung von CAPEX-Aufschlägen bei ebenfalls hohen Investitionsvolumina (Kapitel 3.6). Auch der BNetzA-Gutachter hat in der Vergangenheit auf die risikoerhöhende Wirkung hoher Investitionsvolumina im Fall von ÜNB hingewiesen und eine Erhöhung des EK-Zinssatzes empfohlen (Kapitel 3.7). Schließlich würdigen Ratingagenturen das mit hohen Investitionen verbundene unternehmerische Risiko explizit bei der Bonitätsbewertung (Kapitel 3.5). EK-Geber sind von diesem Risiko ebenfalls betroffen.

72 BNetzA (2025): GBK-25-01-1#2 (Entwurf), Randnummer 108.

73 BNetzA (2025): GBK-25-01-1#2 (Entwurf), Tenorziffer 14.

Anhang B. Quantifizierung des Investitionsbedarfs

Kapitel 2 quantifiziert den hohen Investitionsbedarf der 4ÜNB in Abgrenzung zu historischen Investitionsvolumina deutscher Energienetzbetreiber und über einen kontemporären Vergleich mit internationalen Energienetzbetreibern. Im Folgenden beschreiben wir Methodik und Datengrundlage.

Ein Vergleich der Investitionskennzahlen der 4ÜNB mit historischen Investitionszahlen in Kapitel 2.1 gibt Aufschluss über die reguläre Investitionstätigkeit in Deutschland unter dem bisherigen Regulierungsrahmen. Abbildung 13 illustriert das Auswahlverfahren für die Stichprobe an Netzbetreibern, ausgehend von den durch die BNetzA nach § 23b EnWG veröffentlichten Netzbetreiberdaten. Sehr kleine Netzbetreiber, solche mit einem hohen Anteil gepachteter Sachanlagen sowie Netzbetreiber mit sehr hoher oder niedriger Kosten-Anlagenstruktur werden ausgeschlossen.

Abbildung 13: Auswahl der Stichprobe deutscher Netzbetreiber

Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG
Long List – Netzbetreiber im Zuständigkeitsbereich der BNetzA
1. Mindestgröße: Ausgangsniveau > EUR 50m (EUR 10m bei Gasverteilnetzen)
2. Niedriger Pachtanteil: BNV gepachtet / BNV gesamt < 10 %
3. Vergleichbare Kosten-Anlagen-Struktur: 15 % < Ausgangsniveau / BNV des Netzbetreiber < 100 %
Erweiterte Stichprobe (42 Unternehmen)
Individuell Prüfung auf Vergleichbarkeit und Datenverfügbarkeit
Finaler Datensatz (38 Unternehmen)

NERA-Darstellung. Anmerkung: Die drei Kriterien Mindestgröße, niedriger Pachtanteil und vergleichbare Kosten-Anlagen-Struktur basieren auf regulatorischen Kennzahlen aus dem jeweiligen Basisjahr der RP3. Beim Kriterium der Mindestgröße verwenden wir bei Gasverteilnetzen einen niedrigeren Schwellenwert von EUR 10m, um einen vergleichbaren Stichprobenumfang zu Stromverteilernetzen zu erhalten.

Der finale Datensatz resultiert aus einer Überprüfung der Netzbetreiber in der erweiterten Stichprobe hinsichtlich Vergleichbarkeit und Datenverfügbarkeit.[74] Die folgende Tabelle 11 zeigt die 38 Netzbetreiber im finalen Datensatz. Die 4ÜNB sind nicht Bestandteil der Vergleichsgruppe.

[74] Die folgenden Unternehmen aus der erweiterten Stichprobe sind nicht Bestandteil des finalen Datensatze: i) DB Energie GmbH: Ausschluss aufgrund eingeschränkter Vergleichbarkeit des Netzbetreibers ii) Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH: Ausschluss aufgrund eingeschränkter Vergleichbarkeit der Investitionsdaten, welche Investitionen in Glasfasernetze abbilden. iii) ENERVIE Vernetzt GmbH: Ausschluss aufgrund von eingeschränkter Datenverfügbarkeit iv) Gasnetz Hamburg GmbH / Stromnetz Hamburg GmbH: Gemeinschaftliche Betrachtung der Muttergesellschaft „Hamburger Energienetze GmbH" aufgrund von eingeschränkter Datenverfügbarkeit für die einzelnen Netzbetreiber.

Tabelle 11: Vergleichsgruppe deutscher Netzbetreiber

Nr.	Netzbetreiber	Nr.	Netzbetreiber
1	Avacon Netz GmbH	20	Netze Duisburg GmbH
2	AVU Netz GmbH	21	Ontras Gastransport GmbH
3	bayernets GmbH	22	Pfalzwerke Netz AG
4	Bayernwerk Netz GmbH (früher Bayernwerk AG)	23	Schleswig-Holstein Netz AG
5	bnNETZE GmbH	24	Stadtwerke Bochum Netz GmbH
6	Creos Deutschland GmbH	25	Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH
7	Dortmunder Netz GmbH	26	Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH
8	E.DIS Netz GmbH	27	Stromnetz Berlin GmbH
9	ED Netze GmbH	28	swa Netze GmbH
10	EnergieNetz Mitte GmbH	29	SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
11	Energienetze Bayern GmbH	30	terranets bw GmbH
12	EWE Netz GmbH	31	Thüga Energienetze GmbH
13	EWR Netz GmbH	32	Thyssengas GmbH
14	Ferngas Netzgesellschaft mbH	33	Uberlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. Kg_all
15	GASCADE Gastransport GmbH	34	WEMAG Netz GmbH
16	Hamburger Energienetze GmbH	35	wesernetz Bremen GmbH
17	HanseGas GmbH	36	wesernetz Bremerhaven GmbH
18	Harz Energie Netz GmbH	37	Westfalen Weser Netz GmbH
19	Mainzer Netze	38	ZVO Energie GmbH

Quelle: NERA-Analyse basierend auf BNetzA (2025), Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG.

Der Betrachtungszeitraum zur Ermittlung der regulären Investitionstätigkeit deutscher Netzbetreiber ist 2008 bis 2019. Die Investitionskennzahlen im historischen Datensatz sind 5-Jahresdurchschnitte.[75] Die Durchschnittsbildung verhindert eine Verzerrung der Investitionskennzahlen durch Ausreißer in einzelnen Jahren. Für die 4ÜNB betrachten wir durchschnittliche Investitionskennzahlen über den 5-Jahreszeitraum 2022 bis 2026.

Die folgende Tabelle vergleicht die Investitionsvolumina der 4ÜNB mit der regulären Investitionstätigkeit deutscher Netzbetreiber. Die durchschnittlichen Investitionskennzahlen der 4ÜNB liegen stets über dem jeweiligen 90. Perzentil des historischen Datensatzes. Bei drei Investitionskennzahlen liegen die die aktuellen Investitionsvolumina der ÜNB über dem Maximum der historischen Verteilung.

[75] Für jedes Unternehmen resultieren also maximal acht 5-Jahresdurchschnitte. Die Datenverfügbarkeit schränkt die Anzahl der tatsächlich verfügbaren Beobachtungen allerdings ein.

Tabelle 12: Investitionsvolumina Deutscher Netzbetreiber, 2008-2019

	CAPEX/SAV-Verhältnis	Durchschnittliches SAV-Wachstum	CAPEX/EBITDA-Verhältnis	CAPEX/Abschreibungen-Verhältnis
Beobachtungen	99	106	87	99
Minimum	-2,29 %	-18,24 %	14,10 %	-11,29 %
Durchschnitt	12,31 %	3,24 %	60,83 %	149,53 %
Median	11,67 %	3,62 %	56,37 %	151,08 %
90. Perzentil	16,33 %	8,64 %	106,81 %	212,55 %
Maximum	27,16 %	16,31 %	147,53 %	384,83 %
Ø 4ÜNB Ø 2022-2026	26,15 %	30,65 %	324,72 %	1002,58 %

Quelle: NERA-Analyse basierend auf Daten von S&P Capital IQ sowie auf Daten der 4ÜNB. Anmerkung: Die Beobachtungspunkte der vier Analysen variieren basierend auf der Datenverfügbarkeit.

Der kontemporäre Vergleich mit internationalen Energienetzbetreibern in Kapitel 2.2 greift auf die börsennotierten Vergleichsunternehmen zurück, welche die BNetzA in der vierten Regulierungsperioden zur Ermittlung des Betafaktors verwendet hat („Beta-Vergleichsgruppe"). Die folgende Tabelle vergleicht die Kennzahlen der Beta-Vergleichsunternehmen mit denjenigen der 4ÜNB für den Zeitraum 2022 bis 2026. Die durchschnittlichen Investitionskennzahlen der 4ÜNB liegen stets über dem jeweiligen Maximum der Beta-Vergleichsunternehmen.

Tabelle 13: Investitionsvolumina der Beta-Vergleichsgruppe, 2022-2026

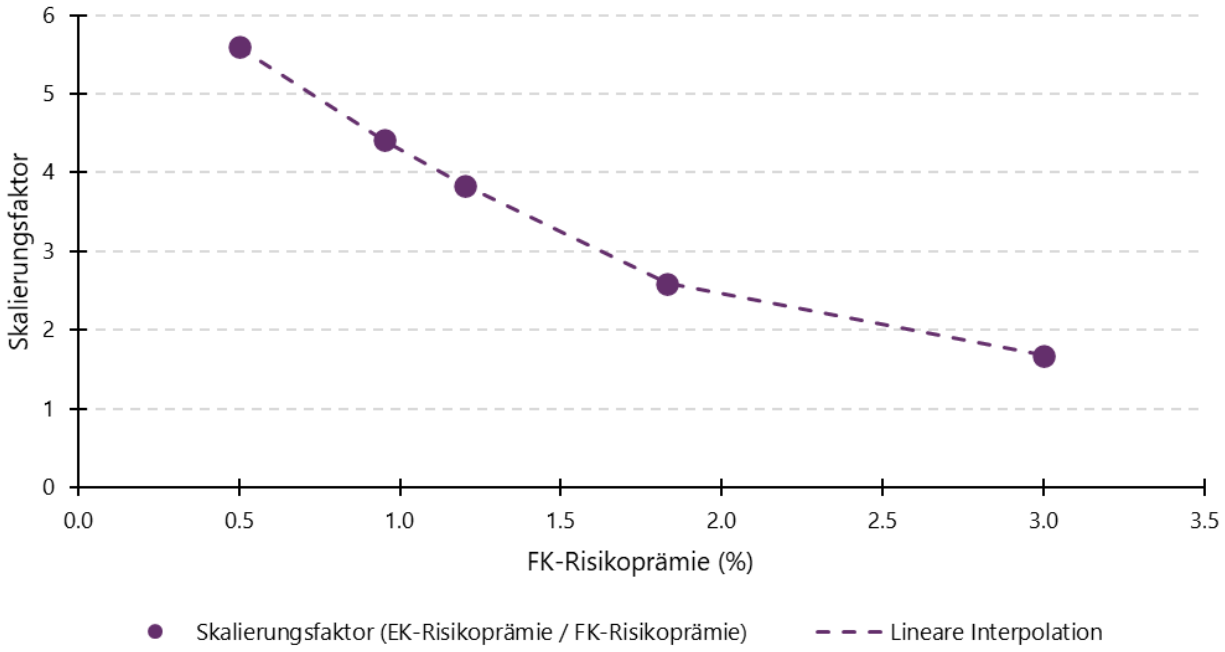
	CAPEX/SAV-Verhältnis	Durchschnittliches SAV-Wachstum	CAPEX/EBITDA-Verhältnis	CAPEX/Abschreibungen-Verhältnis
Beobachtungen	9	9	9	9
Minimum	4,09 %	-2,3 %	25,25 %	54,07 %
Durchschnitt	10,36 %	6,73 %	91,65 %	253,49 %
Median	10,10 %	5,57 %	78,07 %	229,11 %
90. Perzentil	14,37 %	14,22 %	134,85 %	420,49 %
Maximum	20,48 %	21,6 %	245,69 %	597,35 %
Ø 4ÜNB Ø 2022-2026	26,15 %	30,65 %	324,72 %	1002,58 %

Quelle: NERA-Analyse basierend auf Daten von S&P Capital IQ und der 4ÜNB. Betrachtete internationale Energienetzbetreiber: National Grid, Redeia Corporacion, REN Redes Energeticas Nacionais, Terna, Elia, Snam, Enagas, APA Group, TC Energy Corporation.

Anhang C. Stabilität des Skalierungsfaktors

Um die Annahme zu überprüfen, ob das Verhältnis zwischen EK- und FK-Risikoprämie bzw. der Skalierungsfaktor unabhängig von der Höhe der FK-Risikoprämie ist, werten wir das Verhältnis zwischen FK- und EK-Risikoprämien für verschiedene Sektoren aus der Damodaran-Datenbank aus. Damodaran berücksichtigt für die 94 betrachteten Sektoren fünf unterschiedliche FK-Risikoprämien – je nach sektoralem Risiko und EK-Quote. Dabei zeigt sich, dass der Skalierungsfaktor im Durchschnitt umso niedriger ist, je höher die FK-Risikoprämie ist. Anders ausgedrückt steigen die EK-Risikoprämien bei hohen FK-Risikoprämien unterproportional und bei niedrigen FK-Risikoprämien überproportional mit der FK-Risikoprämie an. Abbildung 14 veranschaulicht dies.

Abbildung 14: Zusammenhang zwischen Skalierungsfaktor und FK-Risikoprämie in Damodaran-Datenbank



Quelle: NERA-Analyse auf Basis von Damodaran-Daten. Hinweis: Die Datenpunkte zu den 94 Sektoren verteilen sich ungleich auf die fünf unterschiedlichen FK-Risikoprämien. Insbesondere setzt Damodaran den Risikoaufschlag von 3,00 % nur für zwei Sektoren („Drugs Biotechnology" und „Drugs Pharmaceutical") an, sodass die Datengrundlage für die Kurve in diesem Bereich wenig belastbar ist. Die Datenpunkte für die verschiedenen Sektoren basieren überdies auf unterschiedlichen EK-Quoten, die im Durchschnitt deutlich über 40 % liegen. Die EK-Quote steigt tendenziell mit den FK-Risikoprämien. Dies kann zu einer unterschiedlichen Verteilung der Risiken und Risikokompensationen zwischen EK- und FK-Gebern führen. Auch aus diesem Grund dient die Analyse auf Basis der Damodaran-Daten lediglich der Plausibilisierung.

Der durchschnittliche Skalierungsfaktor über alle 94 Sektoren aus der Damodaran-Datenbank liegt bei 3,92. Das 25. Perzentil und das 75. Perzentil liegen bei 3,15 und 4,52. Im für regulierte Netzbetreiber relevanten Bereich der FK-Aufschläge ergibt sich eine Bandbreite des Skalierungsfaktors von

2,51 bis 4,44.[76] Insgesamt stützen die Analysen auf Basis der Damodaran-Daten damit den aus Regulierungsentscheidungen ermittelten Bereich für den Skalierungsfaktor.

[76] Die als „relevanter Bereich" bezeichnete Bandbreite der FK-Aufschläge von 0,94 % und 1,94 % dient nur der Illustration. Sie ergibt sich aus dem Durchschnitt über FK-Aufschläge (Bonität Baa, Laufzeit zehn Jahre) im Zeitraum 2022 bis 2026, welcher bei 1,44 % liegt, zuzüglich und abzüglich 50 Basispunkten.

NERA

QUALIFIZIERUNG, ANNAHMEN UND VORBEHALTE

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA übernimmt keine Haftung gegenüber Dritten.

Dieser Bericht basiert ganz oder teilweise auf Informationen, die von Dritten beigebracht wurden. Wir sind davon ausgegangen, dass diese Informationen verlässlich sind. Soweit nicht ausdrücklich in dem Bericht vermerkt, haben wir solche Informationen nicht überprüft. Öffentlich verfügbare Informationen sowie Branchendaten und statistische Daten stammen aus Quellen, die wir für verlässlich halten. Gleichwohl übernehmen wir keine Gewähr und keine Garantie für die Richtigkeit oder Vollständigkeit solcher Informationen. Die in dem Bericht enthaltenen Erkenntnisse können Prognosen enthalten, die auf derzeitigen Daten und historischen Entwicklungen basieren. Derartige Prognosen sind mit den ihnen innewohnenden Risiken und Unsicherheiten behaftet. NERA übernimmt keine Haftung für tatsächliche Entwicklungen oder zukünftige Ereignisse.

Die in diesem Bericht geäußerten Meinungen gelten nur für den hierin genannten Zweck und nur zu dem Datum des Berichts. NERA ist nicht verpflichtet, den Bericht zu überarbeiten im Hinblick auf Veränderungen, Ereignisse oder Gegebenheiten, die nach dem angegebenen Datum eintreten.

Sämtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umsetzung oder der Verwendung von Ratschlägen oder Empfehlungen, die in diesem Bericht enthalten sind, stehen in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Dieser Bericht stellt keine Anlage- oder Vermögensberatung dar. Der Bericht enthält zudem keine Beurteilung darüber, ob das Geschäft oder das Vorhaben für irgendeine Partei fair oder sinnvoll ist. Darüber hinaus stellt dieser Bericht keine rechtliche, medizinische, buchhalterische, sicherheitstechnische oder andere fachliche Beratung dar. Für diesbezügliche Beratungsleistungen empfiehlt NERA, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.

NERA
Unter den Linden 14
10117 Berlin, Deutschland
www.nera.com

Geschäftsführer:
Tomas Haug, Dr. Emmanuel Llinares, Nick Studer, Dr. Lawrence Wu
Registergericht München
Handelsregister-Nr. HRB 150661

Fremdkapitalzins – Nachweis und Beleg für fehlende Kostendeckung

Prämissen

- Betrachtungsumfang: alle FK-Aufnahmen von 50Hertz auf Basis von Anleihenfinanzierungen der Jahre 2015 bis 2025
- Zum Emissionstag erfolgt ein Vergleich der individuellen FK-Konditionen von 50Hertz mit der potenziellen Markt-Indexreihe der BNetzA (sektorspezifische Reihe mit 10 Jahren Laufzeit)

Ergebnisse der Auswertung

- Die Mehrheit der Emissionskonditionen können mit dem potenziellen BNetzA-Index nicht gedeckt werden (8 von 11 ohne Deckung)
- Die Anpassung der Laufzeit der Reihe auf 15 Jahre ist ein erster wesentlicher Schritt, um eine bessere Kostendeckung zu erreichen

11 Anleihe-Emissionen von 50Hertz in den Jahren 2015 -2025

	Mögliche BNetzA-Reihe
Sektor	Utilities
Rating	BBB
Laufzeit	10y

	Mögliche BNetzA-Reihe
Ergebnisse	**8 von 11 Emissionen nicht gedeckt**

Bei Anwendung der Marktindexreihe der BNetzA können die FK-Konditionen nicht gedeckt werden. Um eine bessere Kostendeckung zu ermöglichen ist eine Anpassung der FK-Referenzreihe (mind. 15y Laufzeit, breite Sektorabdeckung) erforderlich.

Öffentlich

Vergleich FK-Konditionen der Eurogrid Anleihe mit potenzieller Marktindexreihe der BNetzA

Emissions-volumen in m€	Coupon in %	Emissionstag	Laufzeit in Jahren	Mögliche BNetzA-Reihe: Utilities BBB 10y* in %	Abweichung Eurogrid zu Utilities 10y in %
140	2,63	04.11.2015	15,0	2,08	-0,54
750	1,50	18.04.2016	12,0	1,34	-0,16
200	0,88	20.11.2020	20,0	0,23	-0,64
500	0,74	21.04.2021	12,0	0,65	-0,09
750	3,28	05.09.2022	9,0	3,87	0,59
800	3,72	27.04.2023	7,0	4,10	0,37
50	4,07	13.09.2023	15,0	4,35	0,28
800	3,92	01.02.2024	10,0	3,65	-0,27
1.050	3,73	18.10.2024	11,0	3,44	-0,29
800	4,06	28.05.2025	12,0	3,69	-0,37
600	4,17	06.10.2025	15,0	3,71	-0,45
6.440					

*Datenquelle: LSEG Workspace mit folgender Indexreihe 0#BBBEURUTIBMK

Öffentlich

NERA

Fremdkapitalkosten

Im Auftrag von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

18.08.2025

Tomas Haug, CFA
Lorenz Wieshammer, CFA
Jonathan Schellenberg

© NERA

Einleitung

- Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW haben NERA Economic Consulting GmbH („NERA“) mit ökonomischen Analysen zu den regulatorischen Kapitalkosten beauftragt.
- Der vorliegende Foliensatz enthält unsere Analysen zum FK-Zinssatz und gliedert sich in folgende Abschnitte:
  1. FK-Zinssatz: Diskussion der Ermittlungsmethodik, der Datengrundlage sowie der geeigneten FK-Referenzreihe
  2. FK-Nebenkosten: Analysen zur aufwandsgleichen und pauschalen Berücksichtigung von FK-Nebenkosten
  3. Fazit: Zusammenfassung der Erkenntnisse bezüglich der Ermittlung des kalkulatorischen FK-Zinssatzes

1. Fremdkapitalzinssatz

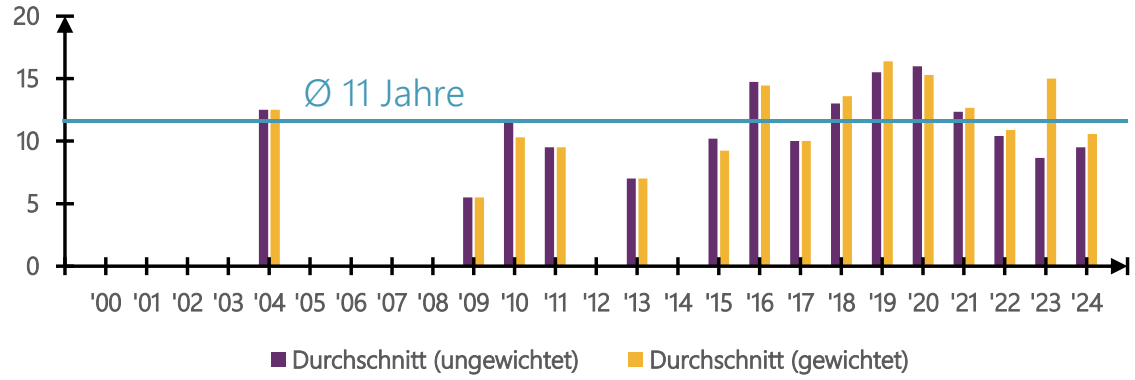
NERA

ECONOMICS. EXPERTS. EXPERIENCE.

Laufzeit: Von den ÜNB historisch emittierte Anleihen haben durchschnittlich eine Laufzeit von 11 Jahren; perspektivisch längere Laufzeit angemessen

- Um die Laufzeiten bei FK-Emissionen der ÜNB zu analysieren, haben wir 62 seit 2000 ausgegebene Anleihen untersucht. Die durchschnittliche Laufzeit beträgt rund 11 Jahre.
- Daraus folgt nicht zwingend, dass 11 Jahre die optimale Laufzeit darstellen. Die historischen Werte könnten auch eine Reaktion auf den bisherigen Regulierungsrahmen darstellen (mit relativ kurzen Laufzeiten in den FK-Referenzreihen)
- Es gilt grundsätzlich, dass langfristiges Anlagevermögen langfristig finanziert werden sollte (Fristenkongruenz). Die Abschreibungsdauern im Netzgeschäft legen dementsprechend Laufzeiten von 20 bis 30 Jahren nahe.
- Eine FK-Finanzierung über nur 10 Jahre hätte gegenwärtig zudem den Nachteil, dass erheblicher Refinanzierungsbedarf in die 2030er- und 2040er-Jahre fallen würde, wo der Finanzierungsbedarf ohnehin am größten ist.
- Als Mittelweg zwischen den durchschnittlichen historischen Ist-Laufzeiten (11 Jahre) und den für die Zukunft als angemessen betrachteten Laufzeiten (eher 20 Jahre) erscheint eine Laufzeit von 15 Jahren sachgerecht.

Historische Laufzeiten ÜNB-Anleihen, in Jahren



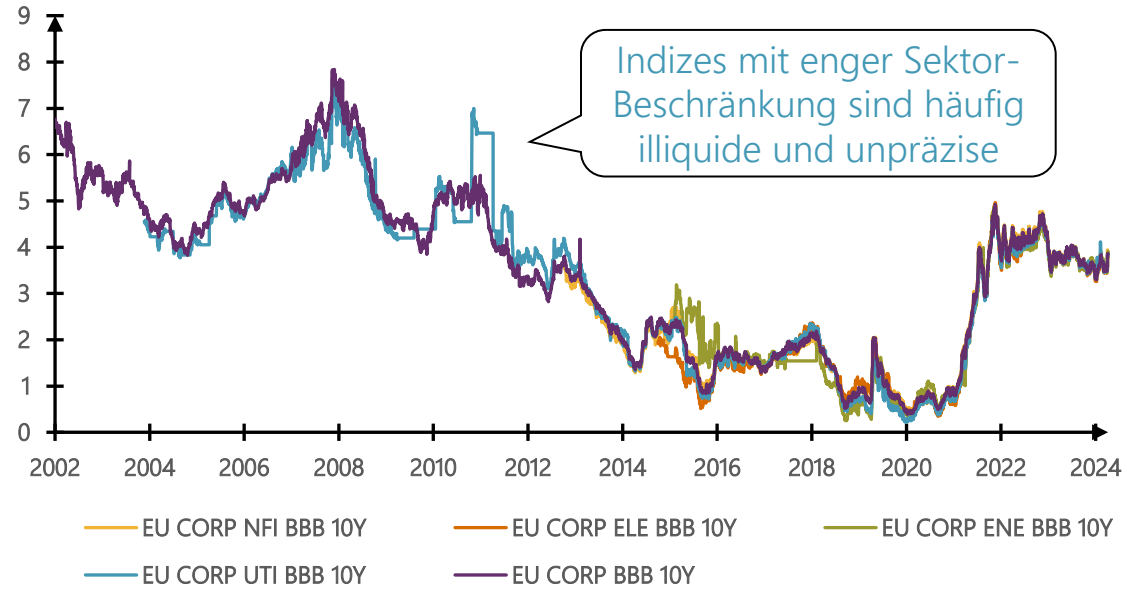
NERA-Empfehlung: Laufzeit von 15 Jahren

Quellen: 1) NERA-Darstellung auf Basis von LSEG Workspace-Daten.

Sektor-Beschränkung: Eine Sektor-Beschränkung erscheint nicht erforderlich, da Ratingagenturen sektorspezifische Risiken berücksichtigen

- Die Datengrundlage muss das Risiko des Sektors widerspiegeln.
- Ratingagenturen berücksichtigen die Risiken des jeweiligen Sektors bei der Bonitätsbewertung ausführlich.
- Ein systematischer Unterschied zwischen den Renditen von ÜNB-Anleihen und sektorübergreifenden Unternehmensanleihen *mit der gleichen Bonität* würde bedeuten, dass Ratingagenturen die Risiken von Netzbetreibern systematisch falsch bewerten. Davon ist nicht auszugehen.
- Auf Basis historischer Daten (aus einer konsistenten Datenquelle) zeigen sich entsprechend den obigen Ausführungen allenfalls marginale Unterschiede zwischen verschiedenen Sektor-Beschränkungen bei gleicher Bonität (siehe Abbildung rechts). Diese Unterschiede sind als „Statistisches Rauschen" zu betrachten.
- Eine Sektor-Beschränkung schränkt die Datengrundlage ein. Dies reduziert die Präzision der Schätzung und erhöht die Wahrscheinlichkeit von Schätzfehlern.
- Eine Sektor-Beschränkung ist daher aus unserer Sicht nicht erforderlich bzw. mit Nachteilen verbunden.

Renditen ausgewählter Unternehmensindizes, in %



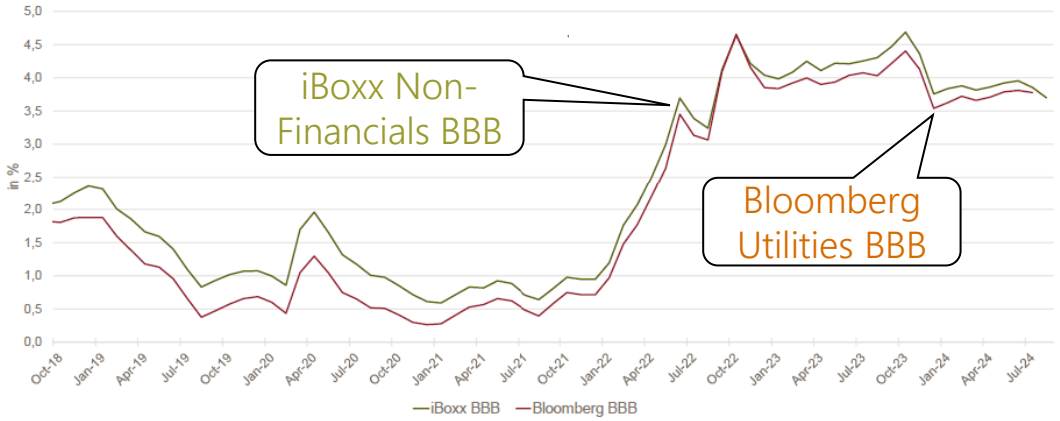
NERA-Empfehlung: Keine Sektor-Beschränkung

Quellen: 1) NERA-Darstellung auf Basis von LSEG Workspace-Daten.

Sektor-Beschränkung: Die Argumentation des BNetzA-Gutachters für eine Sektor-Beschränkung ist nicht überzeugend

- Der BNetzA-Gutachter stellt eine Differenz zwischen den Renditen von Anleiheindizes mit ohne Sektor-Beschränkung fest. Der BNetzA-Gutachter empfiehlt daher, einen sektorspezifischen Index zu verwenden.
- Die Analysen des BNetzA-Gutachters sind allerdings nicht aussagekräftig, da Indizes von unterschiedlichen Anbietern (Bloomberg und iBoxx) verglichen werden.
- Die Abweichungen können eine Reihe von Ursachen (unabhängig vom Sektor) haben. Dazu zählen die durchschnittliche Laufzeit, die exakte durchschnittliche Bonität, die Details der Renditeberechnung, oder Zufallseinflüsse.

Darstellung des BNetzA-Gutachters



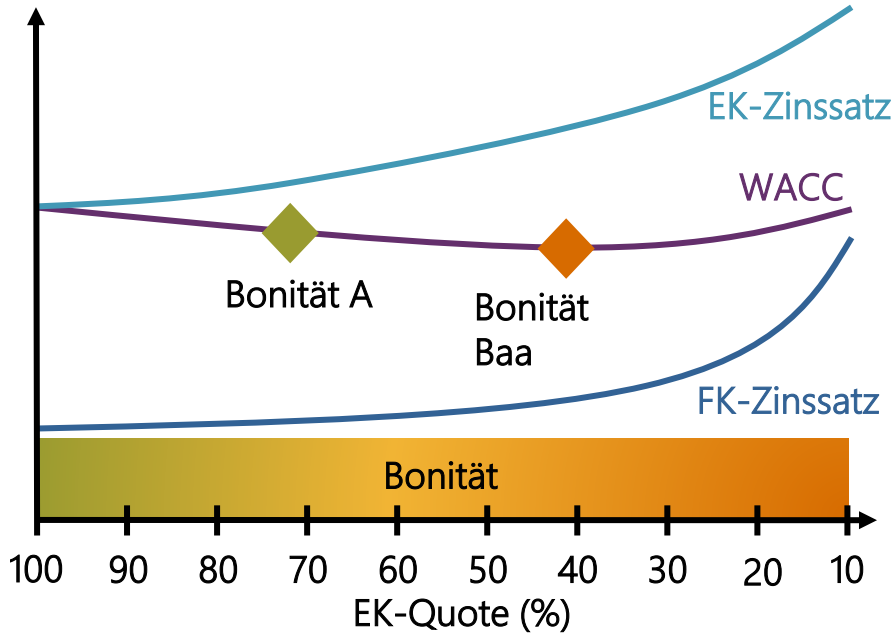
Quelle: Frontier basierend auf Bloomberg und S&P, Stand: Juli 2024
Hinweis: iBoxx Non-Financials BBB wird abgeleitet aus gewichtet iBoxx Non-Financial BBB 7-10 und iBoxx Non—Financial BBB 10+)

Quellen: 1) Randl, Zechner, Frontier Economics (2025): S. 66.

Bonität: Berücksichtigung unternehmensindividueller Ist-Bonitäten im Rahmen eines WACC-Ansatzes problematisch

- Die BNetzA schlägt im Eckpunktepapier vor, anstatt auf eine einheitliche Bonität auf unternehmensindividuelle Ist-Bonitäten abzustellen.
- Hinter diesem Ansatz dürfte die Sorge stehen, dass ein Netzbetreiber mit Ist-Bonität von (beispielsweise) A bei einem kalkulatorischen FK-Zinssatz auf Basis einer Bonität von Baa Outperformance betreibt.
- Allerdings sollte der Fokus bei einem WACC-Ansatz auf den Gesamtkapitalkosten liegen und nicht separat auf den FK-Kosten.
- Beispielsweise könnte ein Netzbetreiber eine Bonität von A erreichen, indem er seine EK-Quote steigert. Dies führt aber nicht zu einer Reduktion der Gesamtkapitalkosten und sollte dementsprechend auch nicht zu einer Reduktion des regulatorischen WACC führen. Der Ansatz der Ist-Bonitäten würde das Gebot der Finanzierungsneutralität verletzen.
- Überdies ginge der Fokus auf Ist-Bonitäten mit praktischen Hürden einher:
  - Ermittlung der Ist-Bonität nicht trivial (Abweichungen zwischen FK-Instrumenten eines Unternehmens, Änderungen im Zeitverlauf, …)
  - Bonitäten aufgrund der vorgesehenen freien Wahl der Finanzierungsstruktur nicht für alle ÜNB verfügbar (Ebene der FK-Aufnahme mit weiteren Geschäftstätigkeiten, …)
- Das Abstellen auf Ist-Bonitäten könnte außerdem Effizienzanreize reduzieren und Fehlanreize setzen.
- Zuletzt dürften Bonitäten im A-Bereich perspektivisch aufgrund der CAPEX-Volumina ohnehin kaum erreichbar sein.

Höhere Bonität ≠ geringe Gesamtkapitalkosten



Quellen: 1) NERA-Darstellung auf Basis Damodaran (2003) sowie Moody's (2022).

Durchschnittsbildung: Steady-State-Annahme für ÜNB nicht erfüllt, Berücksichtigung des Netzausbaus erforderlich

- Die Durchschnittsbildung ist der Identifikation der geeigneten Datengrundlage nachgelagert. Die Durchschnittsbildung ist nicht geeignet, Verzerrungen, die sich aus einer ungeeigneten Datengrundlage ergeben, auszugleichen.
- In einem Steady-State gleichen sich Effekte der Durchschnittsbildung im Zeitverlauf erwartungsgemäß aus. Allerdings befinden sich die ÜNB außerhalb des Steady States, weshalb vorliegend auch der Durchschnittsbildung hohe Bedeutung zukommt.
- Eine einfache Durchschnittsbildung über die unterstellte Laufzeit (beispielsweise 15 Jahre) erscheint für die ÜNB ungeeignet:
  - Für einen Netzbetreiber im eingeschwungenen Gleichgewichtszustand (Steady State) mit stilisierter FK-Aufnahme (jährlich konstante Volumina, konstante Laufzeit) sollte das Durchschnittsfenster aus konzeptionellen Gründen der unterstellten Laufzeit entsprechen.
  - Für die ÜNB ist die Steady-State-Annahme aufgrund des Netzausbaubedarfs mittelfristig unrealistisch.
  - Dies steht der Kostendeckung entgegen und kann bei steigenden FK-Kosten zum Problem für Neuinvestitionen werden.
- Ein Durchschnittsfenster entsprechend dem Regulierungszyklus (1 Jahr) erscheint für ÜNB ebenfalls ungeeignet:
  - Ein kurzfristiger Durchschnitt über beispielsweise ein Jahr als Teil eines vorwärtsgewandten WACC führt dazu, dass die regulatorischen Kapitalkosten direkt mit den von Investoren angesetzten Hurdle Rates bei der Bewertung von Infrastrukturinvestitionen vergleichbar werden.
  - Ein kurzfristiger Durchschnitt setzt damit bessere Investitionssignale und vermeidet in einem steigenden Zinsumfeld (gegenüber einem langfristigen Durchschnitt) das Risiko mangelnder Investitionsanreize.
  - Allerdings gewährleistet ein kurzfristiger Durchschnitt keine Deckung historisch eingegangener FK-Verpflichtungen.
  - Zudem führt ein kurzfristiger Durchschnitt zu starker Volatilität bei Erlösobergrenzen, Netzentgelten, und Profitabilität.
- Stattdessen ist eine Berücksichtigung des Netzausbaus erforderlich. Hierzu kommt beispielsweise eine Gewichtung der Jahresscheiben (über die unterstellte Laufzeit) in Abhängigkeit der CAPEX-Volumina oder der tatsächlichen FK-Aufnahmen in Frage.

Anforderungskriterien an eine geeignete **FK-Referenzreihe**

- **Präzision:** Eine geeignete Referenzreihe sollte die zu Grunde gelegten Annahmen (beispielsweise: Laufzeit 15 Jahre, Bonität BBB, Dotierung in Euro) möglichst präzise und nicht nur grob reflektieren.
- **Transparenz:** Eine geeignete Referenzreihe basiert auf einer nachvollziehbaren Auswahl und Gewichtung der Referenzanleihen. Die Berechnungsmethodik ist nachvollziehbar.
- **Robustheit:** Eine geeignete Referenzreihe ist resilient gegenüber Ausreißern und Verzerrungen durch eine breite Datengrundlage (große Anzahl an Referenzanleihen und Emittenten) und eine verlässliche Ermittlungsmethodik.
- **Liquidität:** Eine geeignete Referenzreihe basiert auf Referenzanleihen mit einer ausreichenden Liquidität, sodass sich valide Werte für jeden Zeitpunkt ermitteln lassen. Es kommt nicht zu „Stale Pricing“.
- **Verfügbarkeit:** Eine geeignete Referenzreihe ist frei oder zu vertretbaren Lizenzkosten verfügbar.

2. FK-Nebenkosten

Die BNetzA will FK-Nebenkosten aufwandsgleich erfassen, was nicht für alle Kostenpositionen möglich ist

BNetzA will FK-Nebenkosten grundsätzlich aufwandsgleich abbilden

- Die BNetzA will FK-Nebenkosten grundsätzlich wie bisher aufwandsgleich in der EOG abbilden. Eine aufwandsgleiche Abbildung von FK-Nebenkosten ist im internationalen Vergleich eher unüblich.
- Eine aufwandsgleiche Erfassung der FK-Nebenkosten zielt auf die Abbildung der tatsächlich anfallenden Ist-Kosten ab. Allerdings lassen sich nicht alle Positionen aufwandsgleich abbilden. Die Tabelle stellt dies dar.

Aufwandsgleiche Abbildbarkeit von FK-Nebenkosten

Kostenposition	Erläuterung	Aufwandsgleiche Abbildung möglich	Folien
Transaktionskosten	Kosten für Investmentbank, Kreditbereitstellung durch Bank, Rechtsberatung, Wirtschaftsprüfer, Ratingagenturen, Treuhänder	☑	24 (Anhang zu Underwriting-Kosten)
Kosten durch Rating-Vorgaben	Kosten für Liquiditätsabsicherung	☑	25 (Anhang)
Neuemissionsprämie	Höhere Renditen bei Neuemissionen verglichen mit Sekundärmarktrenditen	☒	12 - 14
Vorfinanzierung	Überlappende Finanzierung erhöht FK-Verpflichtungen	☒	15 - 16
Absicherung von Währungsrisiken	Risiken durch potenzielle Emissionen in Fremdwährungen	☒	17 - 19

Anmerkung: Die Möglichkeit Währungsrisiken aufwandsgleich abzubilden hängt von der Wahl des Absicherungsinstruments ab. Quelle: NERA-Darstellung.

Neuemissionsprämie (= Aufschlag für Anleihen-Underpricing) reduzieren Erlöse des Emittenten

Der Sekundärmarktpreis einer Anleihe

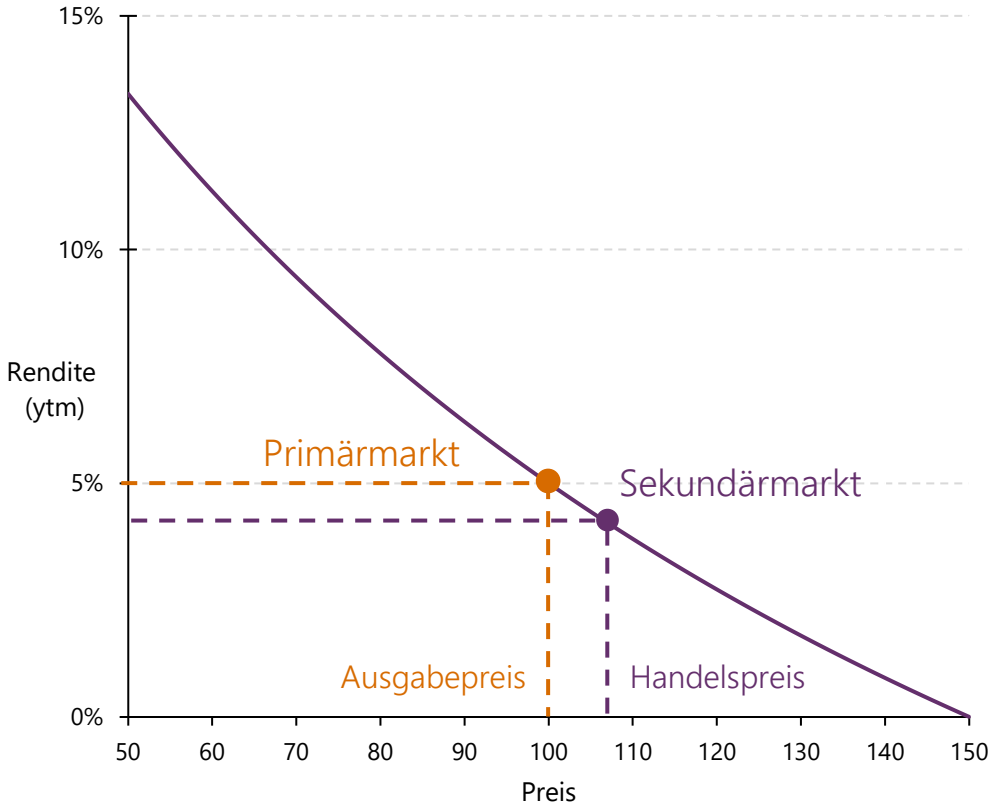
- Die von der BNetzA vorgeschlagene Ermittlungsmethodik für den FK-Zinssatz basiert auf Sekundärmarktrenditen.
- Sekundärmarktrenditen lassen sich aus Handelspreisen bestehender Anleihen ermitteln. Für die FK-Kosten des Anleihe-Emittenten sind nicht die Sekundärmarktrenditen, sondern der Ausgabepreis der Anleihe relevant. Der Ausgabepreis ergibt sich zum Emissionszeitpunkt und ist der Preis einer Anleihe im Primärmarkt (siehe Darstellung rechts).
- Die Sekundärmarktrenditen unterschätzen die FK-Kosten des Anleihe-Emittenten aufgrund der Neuemissionsprämie. Der initiale Ausgabepreis einer Anleihe liegt durchschnittlich unter dem Sekundärmarktpreis einer Anleihe. Anders ausgedrückt zeigt sich empirisch durchschnittlich ein Renditeaufschlag für Neuinvestitionen.

Rechenbeispiel basierend auf EnBW-Anleihe

Neuemissionsprämie (Differenz)	=	Handelspreis (1. Handelstag)	−	Ausgabepreis (Primärmarkt)
Preis: 0,57%		Preis: 100,33 %		Preis: 99,76%
Zinssatz: - 0,10%		Zinssatz: 3,67%		Zinssatz: 3,78%

Anmerkung: Werte basieren auf Neuemission von EnBW International Finance BV am 20. November 2024 (ISIN: XS2942479044). Quelle: NERA-Analyse basierend auf FactSet-Daten.

Illustration: Rendite und Preis einer Anleihe



Quelle: NERA-Darstellung.

Analyse bestätigt Erfordernis einer **Neuemissionsprämie** von mindestens 10 – 12 bp für ÜNB

Etabliertes finanzwirtschaftliches Phänomen

- Die Neuemissionsprämie beschreibt einen Aufschlag für Neuemissionen relativ zum Sekundärmarkt. Dadurch liegt der Zinssatz einer Neuemission über dem Zinssatz bereits emittierter Anleihen mit vergleichbarer Bonität und Restlaufzeit.
- Die wissenschaftliche Literatur nennt verschiede Gründe für die Existenz einer Neuemissionsprämie. Diese beinhalten:[1]
  - Anreiz für Investoren zur Teilnahme an der „Anleihen-Roadshow" der Investmentbank und dem damit verbundenen Beisteuern von Informationen zur Anleihe-Bepreisung
  - Anreiz für uninformierte Investoren zum Erwerb von Anleihen im Primärmarkt
  - Kompensation für das Risiko eines illiquiden Sekundärmarkts

Empirische Evidenz zur Neuemissionsprämie

Kreis der Emittenten	Emissionsprämie (bp)
Alle Emittenten	10
BBB-Bonität	14
Nicht-Finanzunternehmen	19

Quelle: Rischen und Theissen (2021), Underpricing in the euro area bond market: New evidence from post-crisis regulation and quantitative easing.

Quantifizierung der Aufschlaghöhe

- Der BNetzA-Gutachter schätzt den erforderlichen Aufschlag auf den FK-Zinssatz auf 19-20 Basispunkte.[1] Die NERA-Analyse bestätigt die Quantifizierung der Aufschlaghöhe durch den BNetzA-Gutachter:

1. **Eine aktuelle wissenschaftliche Studie** quantifiziert eine Neuemissionsprämie zwischen 10 - 19 bp (siehe Tabelle links). Eine weitere Studie identifiziert ein besonders ausgeprägte Neuemissionsprämie bei großen Anleihenvolumina.[2] Dies verdeutlicht die Wichtigkeit der regulatorischen Anerkennung der aus der Neuemissionsprämie resultierenden Kosten im Hinblick auf den hohen Kapitalbedarf des Netzausbaus.
2. **Regulatorische Evidenz:** Die Fremdkapitalkosten des Flughafens Heathrows enthalten eine Neuemissionsprämie von 15 bp. Eine empirische Analyse der Regulierungsbehörde ermittelte basierend auf aktuellen Emissionen einen FK-Aufschlag im Median von 16 bp mit einem Höchstwert von 43 bp.[3]
3. **Emissionen der ÜNB:** Die NERA-Analyse quantifiziert einen Neuemissionsprämie zwischen 10 – 12 bp für Anleiheemissionen der ÜNB (siehe nächste Folie). Dies verdeutlicht die Relevanz von Anleihen-Underpricing für deutsche ÜNB.

Anmerkungen: 1) Frontier Economics (13.01.2025), Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode, S. 70. 2) Helwege und Wang (2021), Liquidity and price pressure in the corporate bond market: Evidence from mega-bonds. Journal of Financial Intermediation, 48, 100922.
3) CAA (March 2023), H7 Final Decision, Section 3: Financial issues and implementation, CAP2524D, para 9.176.

Anleihen-Underpricing besteht auch bei Neuemissionen der ÜNB

Empirische Analyse von ÜNB-Anleihen

- Unsere Analyse betrachtet Underpricing bei den vier deutschen ÜNB. Die betrachteten Anleiheemissionen sind in Euro dotiert, wurden im Jahre 2024 emittiert und haben eine jährliche Kuponzahlung. Die Datengrundlage der Analyse bilden 12 Anleiheemissionen der vier ÜNB und ihrer Muttergesellschaften im Jahre 2024 (siehe Anhang Folie 29).
- Die Quantifizierung der Neuemissionsprämie erfolgt über einen kurzfristigen und einen mittelfristigen Betrachtungszeitraum (siehe Tabelle). Diese Herangehensweise orientiert sich an Rischen und Theissen (2021):[1]

1. Die **kurzfristige Analyse** berechnet die Neuemissionsprämie als Renditendifferenz zwischen dem initialen Preis einer Anleihe im Primärmarkt und dem Sekundärmarktpreis am ersten Handelstag. Die kurzfristige Neuemissionsprämie beträgt durchschnittlich sowie im Median 10 bp.
2. Die **mittelfristige Analyse** betrachtet die Renditedifferenz zwischen dem initialen Preis einer Anleihe im Primärmarkt und dem Sekundärmarktpreis am 40. Handelstag. Die Analyse korrigiert die Renditedifferenz für Veränderungen des Zinsumfelds.[2] Die mittelfristige Neuemissionsprämie beträgt in der Analysevariante durchschnittliche 10 bp und 12 bp im Median.

Emissionen der ÜNB im Jahre 2024

Emittent	Kurzfristiger Betrachtungszeitraum (1. Handelstag, in bp)	Mittelfristige Betrachtungszeitraum (40. Handelstag, in bp)
EnBW	10	10
EnBW	13	12
Eurogrid	14	13
EnBW	8	12
Amprion	14	18
EnBW	8	12
Eurogrid	10	11
Amprion	12	12
Amprion	- 1	- 4
Amprion	2	5
Eurogrid	10	5
Eurogrid	16	14
Median	**10**	**12**
Durchschnitt	**10**	**10**

Emittent:: EnBW = EnBW International Finance BV, Eurogrid = Eurogrid GmbH, Amprion = Amprion GmbH. Quelle: NERA-Analyse basierend auf FactSet Daten.

1) Rischen und Theissen (2021), Underpricing in the euro area bond market: New evidence from post-crisis regulation and quantitative easing.
2) Die Korrektur erfolgt über eine doppelte Differenzbildung (A-B). A entspricht der Renditedifferenz der jeweiligen ÜNB-Emission. B entspricht der Renditedifferenz eines Fremdkapitalindex (RLZ: 10y, Bonität: BBB).

Vorfinanzierungskosten können die FK-Kosten der ÜNB ebenfalls erhöhen und sind im von der BNetzA angedachten Ansatz nicht automatisch erfasst

Netzbetrieb erfordert Vorfinanzierung

- Ein effizienter Netzbetrieb erfordert die Aufnahme von neuen Schulden vor der Fälligkeit bestehender Verbindlichkeiten aus den folgenden Gründen:
  - Vermeidung von Liquiditätsengpässen
  - Erfüllung von Vorgaben von Ratingagenturen
  - Erfüllung von Bedingungen aus Schuldverträgen
- Durch die zeitweise Überschneidung von alten und neuen Schulden entstehen Vorfinanzierungskosten. Gleiches gilt für die Aufnahme von Schulden zur Finanzierung von Investitionsprojekten: Investitionen erfordern die Aufnahme von Schulden vor dem Investitionszeitpunk. Vorfinanzierungskosten beschreiben hier die anfallenden Kapitalkosten zwischen Fremdkapitalaufnahme und Investitionszeitpunkt.

Quantifizierung der anfallenden Kosten

- Wir quantifizieren Vorfinanzierungskosten basierend auf regulatorischen Präzedenzfällen und einer Finanzierungsbedarfsanalyse:

1. **Regulatorische Evidenz:** Die britische Regulierungsbehörde Ofgem legt Vorfinanzierungskosten von 10 bp für Energienetze fest. Ofgem quantifizierte eine Bandbreite zwischen 1,5 bp und 11 bp basierend auf einer Analyse von Bilanzdaten der Netzbetreiber.[1]
2. **Analyse des Finanzierungsbedarfs:** Wir berechnen Vorfinanzierungskosten der deutschen ÜNBs basierend auf dem Finanzierungsbedarf der ÜNBs. Unsere Analyse berücksichtigt Refinanzierungskosten und Vorfinanzierungskoten für Investitionen. In Abhängigkeit vom Vorfinanzierungszeitraum ermitteln wir Vorfinanzierungskosten zwischen 15 – 44 bp. Die folgende Folie beschreibt unsere methodische Herangehensweise.

Vorfinanzierungskosten der deutschen ÜNB

Werte in BP	2 Monate	3 Monate	4 Monate	5 Monate	6 Monate
Refinanzierung	2	3	4	5	6
Investitionen	13	19	25	32	38
Gesamt	**15**	**22**	**29**	**37**	**44**

Anmerkung: Der Vorfinanzierungszeitraum von 2 – 6 Monaten basiert auf Angaben der ÜNB. NERA-Analyse basierend auf 1) BNetzA (03.2025), Eckpunkte zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber [GBK-25-01-1#2]. 2) Datastream (24.06.2025), 'EU CORP NFI BMK BBB 15Y - RED. YIELD. 3) Bundesbank (23.06.2025), BBSIS.D.I.ZST.ZI.EUR.S1311.B.A604.R005X.R.A.A._Z._Z.A.

1) Ofgem (03.02.2021), RIIO-2 Final Determinations – Finance Annex (REVISED), S. 14. and Ofgem (30.11.2022), RIIO-ED2 Final Determinations Finance Annex , S. 13.

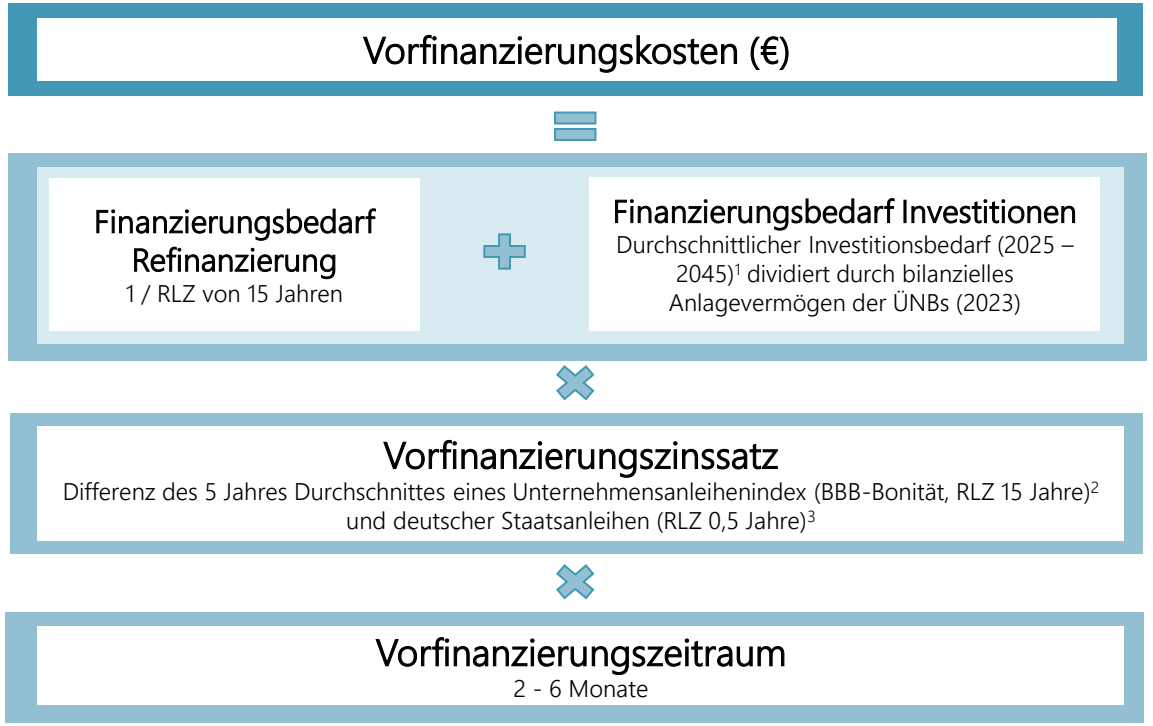
Quantifizierung der **Vorfinanzierungskosten** unter Berücksichtigung des Netzausbaubedarfs

Quantifizierung der Vorfinanzierungskosten

- Wir quantifizieren Vorfinanzierungskosten basierend auf der folgenden Methodik (siehe Methodendarstellung rechts):

1. Der **Finanzierungsbedarf** ist die Summe aus Refinanzierungsbedarf und der erforderlichen Aufnahme von zusätzlichem Fremdkapital für Investitionen:
   - **Bestehendes Fremdkapital** muss zum Ende der Laufzeit refinanziert werden. Der durchschnittliche jährliche Refinanzierungsbedarf entspricht hierbei dem Fremdkapitalbestand dividiert durch die durchschnittliche Laufzeit. Bei einer Laufzeit von 15 Jahren beträgt der durchschnittliche jährliche Refinanzierungsbedarf somit 6.67% des Fremdkapitalbestandes.
   - Die **hohen Investitionsverpflichtungen** der ÜNB erfordern die Aufnahme von zusätzlichem Fremdkapital. Netzausbauverpflichtungen gemäß Netzentwicklungsplan ermöglichen eine Quantifizierung des Netzausbaubedarfs und können dementsprechend die Ermittlungsgrundlage für den zusätzlichen Fremdkapitalbedarf bilden.
2. Der **Vorfinanzierungszinssatz** resultiert aus der Differenz zwischen einem risikolosen Zinssatz und Fremdkapitalkosten. Dieser Ansatz beruht auf der Annahme, dass Netzbetreiber überschießendes Fremdkapital zum risikolosen Zinssatz anlegen können. Diese Ermittlungsmethodik entspricht der Vorgehensweise der britischen Regulierungsbehörde Ofgem.
3. Für den **Vorfinanzierungszeitraum** betrachten wir eine Spannbreite von zwei bis sechs Monaten.

Ermittlungsmethodik



Anmerkung: Der Vorfinanzierungszeitraum von 2 – 6 Monaten basiert auf Angaben der ÜNB. Das Durchschnittsfenster von 5 Jahren entspricht dem BNetzA-Vorschlag zur Länge der RP5. Datenquellen: 1) BNetzA (03.2025), Eckpunkte zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber [GBK-25-01-1#2]. 2) Datastream (24.06.2025), 'EU CORP NFI BMK BBB 15Y - RED. YIELD. 3) Bundesbank (23.06.2025), BBSIS.D.I.ZST.ZI.EUR.S1311.B.A604.R005X.R.A.A._Z._Z.A.

Währungsrisiken: In Zukunft könnten Anleiheemissionen auf ausländischen Märkten und in Fremdwährungen Zusatzkosten verursachen

Währungsrisiken bei Anleiheemissionen

- Bisher emittieren die ÜNB ihre Anleihen in Euro. Der Markt für Unternehmensanleihen in Europa (und insbesondere in Deutschland) ist verglichen mit anderen Märkten klein.
- Eine Ausweitung des Marktanteils der ÜNB am europäischen Anleihenmarkt ist lediglich bedingt möglich, da Investmentfonds den Portfolioanteil einzelner Sektoren und Unternehmen beschränken. Vor diesem Hintergrund erscheint es fraglich, ob der europäische Markt ausreichend groß ist, um den FK-Bedarf für den Netzausbau kosteneffizient zu decken.
- Große Energieunternehmen wie EnBW und RWE emittieren bereits Anleihen auf ausländischen Märkten und in Fremdwährungen. Zum Beispiel hat EnBW im Oktober 2024 Anleihen mit Gesamtvolumina von AUD 1,00 Mrd. (entspricht EUR 0,61 Mrd.) in Australien platziert.[1]
- Mit zunehmenden FK-Bedarf, um den Netzausbau zu finanzieren, könnten ausländische Anleihemärkte auch für ÜNB eine sinnvolle Option darstellen.
- Die Platzierung von Anleihen auf ausländischen Märkten und in Fremdwährungen verursacht Währungsrisiken. Unternehmen können diese Währungsrisiken entweder tragen oder absichern (Devisentermingeschäfte).

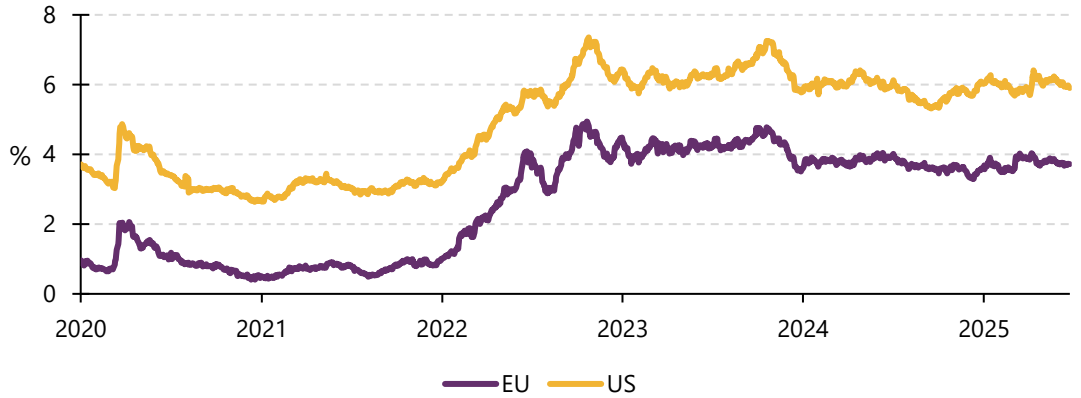
1) ENBW (2024): EnBW platziert erstmals Anleihen in Australien.

Zinsunterschiede führen nicht automatisch zu Mehr- oder Minderkosten für den Emittenten

Neuemissionen in Fremdwährungen

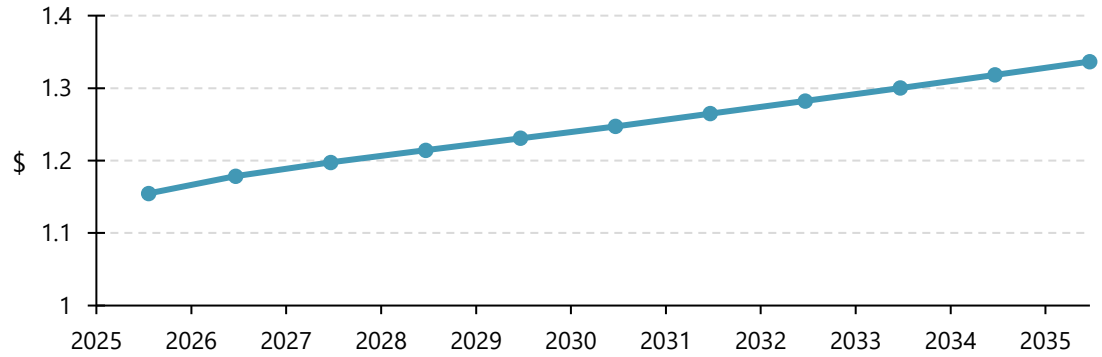
- Das Zinsniveau variiert zwischen verschiedenen Währungsräumen. So lag beispielsweise die Rendite US-amerikanischer Unternehmensanleihen im Jahr 2024 durchschnittlich um 2,15 %-Punkte über der Rendite vergleichbarer europäischer Unternehmensanleihen (vgl. obere Darstellung). Folglich muss ein Emittent bei einer Neuemission in USD mit einem höheren Zinssatz rechnen als bei einer Neuemission in Euro.
- Unterschiedliche nationale Zinsniveaus führen jedoch nicht zwangsläufig zu Mehr- oder Minderkosten für den Emittenten. Dies ist der Fall, da Wechselkursentwicklungen das Zinsdifferential erwartungsgemäß ausgleichen.
- Terminwechselkurse zeigen eine Aufwertung des Euros gegenüber dem USD (vgl. untere Darstellung). Dadurch sinken bei einer gegenwärtigen Anleiheemission in USD die in Euro zu leistenden Kuponzahlungen im Zeitverlauf. Ebenso reduziert der fallende Wechselkurs den Euro-Gegenwert der Nennwertrückzahlung.
- Zusammenfassend ergibt sich der effektive Zinssatz einer Anleiheemission in Fremdwährung aus der Wechselwirkung zwischen dem Zinsniveau der betreffenden Fremdwährung und den zukünftigen Wechselkursen.
- Unterschiedlichen Zinsniveaus implizieren daher nicht automatisch Mehr- oder Minderkosten für den Emittenten.

Zinsniveau: US-Anleihen vs. EU-Anleihen



Anmerkungen: Die Darstellung zeigt Unternehmensanleihen mit einer Bonität von BBB und einer RLZ von 10 Jahren. NERA-Analyse basierend auf Datastream-Daten.

Erwarteter Wechselkurs (USD pro Euro)



Anmerkungen: Erwarte Wechselkurse basierend auf Devisentermingeschäften zum Stichtag 20.06.2025. NERA-Analyse basierend auf Datastream-Daten.

Absicherung von **Währungsrisiken** schafft Mehrkosten für Emittenten

Arbitrage-Bedingung impliziert Zinsparität

- Die auf der vorherigen Folie beschriebenen Ausgleichseffekte führen also dazu, dass Emissionen einer Anleihe in einem Währungsraum mit höherem (niedrigerem) Zinsniveau nicht automatisch zu höheren (niedrigeren) FK-Kosten in Euro führen.
- Ökonomen unterscheiden zwischen zwei zentralen Zinsparitätskonzepten:
  - Abgesicherte Zinsparität (Covered Interest Rate Parity, CIRP): Der über ein Devisentermingeschäft abgesicherte Zinssatz einer Fremdwährungsanleihe entspricht dem Zinssatz einer vergleichbaren inländischen Anleihe. Diese Form der Zinsparität ergibt sich direkt aus der Arbitragefreiheit auf internationalen Finanzmärkten.
  - Ungedeckte Zinsparität (Uncovered Interest Rate Parity; UIRP): Der erwartete effektive Zinssatz einer Fremdwährungsanleihe - unter Berücksichtigung von erwarteten Wechselkursänderungen - gleicht dem Zinssatz einer vergleichbaren inländischen Anleihe. Dieses Zinsparitätskonzept gilt nur im Erwartungswert, da Wechselkursprognosen unsicher sind. In der Praxis ist die ungedeckte Zinsparität nicht immer erfüllt.[1]

Absicherung von Währungsrisiken

- Nach unserem Kenntnisstand sichern große Unternehmen aus der Energiewirtschaft ihre im Ausland begebenen Anleihen üblicherweise gegen Währungsrisiken ab. Eine Absicherung erfolgt in der Regel mittels Devisentermingeschäft oder Währungsswaps.
- Ein konservativer Umgang mit Wechselkursrisiken durch eine vollständige Absicherung erscheint auch für die ÜNBs naheliegend und empfehlenswert. Derartige Absicherungsgeschäfte verursachen Kosten, deren Höhe und Erfassbarkeit je nach eingesetztem Instrument variieren.
- Fremdwährungsemissionen spielen für ÜNB bislang eine untergeordnete Rolle. Angesichts der möglichen zukünftigen Bedeutung sollte die Methodenfestlegung jedoch ausreichende Flexibilität im Umgang mit Absicherungskosten bieten. Die Möglichkeit der Kostenerfassung hängt dabei vom verwendeten Zinssicherungsinstrument ab.

1) Lothian und Wu (2011), Uncovered interest-rate parity over the past two centuries. Journal of International Money and Finance, 30(3), 448-473.

3. Fazit

Fazit zur Ermittlung des kalkulatorischen FK-Zinssatzes

Ermittlungsmethodik

- Direkter Ansatz
- Berücksichtigung des Netzausbaus bei der Durchschnittsbildung erforderlich

Datengrundlage

- Laufzeit 15 Jahre
- Keine Sektor-Beschränkung
- Kein individualisiertes Rating

FK-Referenzreihe

- Die Referenzreihe muss hohe Anforderungen erfüllen
- Dazu zählen Präzision, Transparenz, Robustheit, Liquidität und Verfügbarkeit

FK-Nebenkosten

- Aufschlag für Neuemissionsprämie
- Aufschlag für Vorfinanzierung
- Aufwandsgleiche Berücksichtigung weiterer FK-Nebenkosten

Das umfangreiche CAPEX-Programm schafft diverse Unsicherheiten, auf die durch den einjährigen Regulierungszyklus rasch reagiert werden kann

- Die ÜNB stehen vor einem umfangreichen Investitionsprogramm, für dessen Dimension sich historisch kaum Beispielfälle finden lassen.
- Dies führt an diversen Stellen zu Unsicherheiten bei der Ermittlung des kalkulatorischen Zinssatzes. Unsicherheiten bestehen zum Beispiel mit Blick auf:
  - Wie bewerten Investoren und Rating-Agenturen das Risikoprofil des sich entwickelnden Regulierungsrahmens nach einigen Jahren? Gewährleistet die Durchschnittsbildung einen Ausgleich zwischen Kostendeckung, Investitionsanreizen und Komplexität?
  - Können ÜNB angesichts der umfangreichen Investitionsverpflichtungen ihre Investment-Grade-Bonität halten? [1]
  - Ist der europäische Anleihenmarkt groß genug, um den Fremdkapitalbedarf der ÜNB zu decken und wird es aufgrund von Knappheit zu Effekten auf die erzielbare Verzinsung kommen?
  - Mit welchen Mehrkosten und Risiken ist bei FK-Aufnahme auf ausländischen Märkten bzw. in Fremdwährungen zu rechnen?
  - Gibt es bei Investoren Präferenzen für bestimmte FK-Instrumente (Laufzeit, Kupon, Optionen, etc.), die aufseiten der ÜNB zu (effizientem) Anpassungsverhalten führen?
- Der einjährige Regulierungszyklus ist prädestiniert, um flexibel und zügig auf diese Unsicherheiten reagieren zu können. Eine Methodenfestlegung sollte entsprechende Öffnungsklauseln enthalten.

Anmerkungen: 1) Die Rating-Agentur Moody's betonte kürzliche die risikoerhöhende Wirkung von umfangreichen Investitionsprogrammen auf das Risikoprofil von Netzbetreiber. Quelle: Moody's (10.04.2025): Outlook Changed to Negative as Large Investments for Energy Transition Weigh on Key Credit Metrics.

A.

Anhang

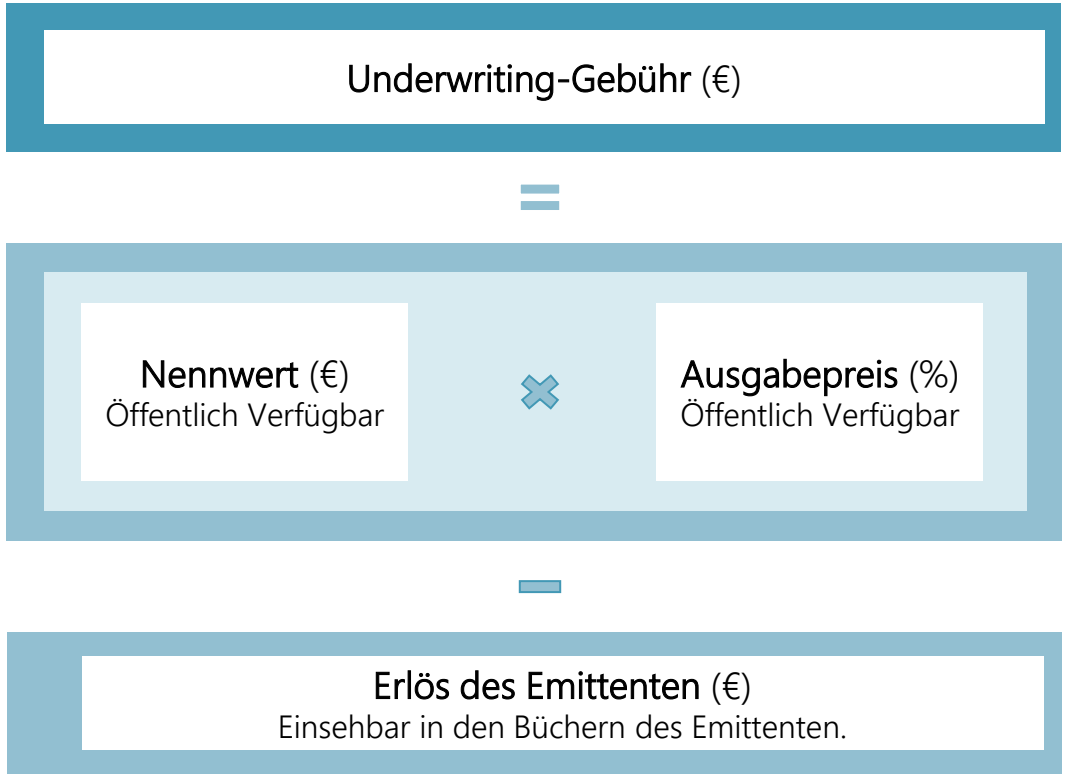
Aufwandsgleich abbildbare FK-Nebenkosten

Underwriting-Kosten lassen sich aufwandsgleich berücksichtigen

Bezahlung des Underwriters

- Der Underwriter, meist eine Investmentbank, organisiert die Emission einer Anleihe. Er quantifiziert den Preis der Anleihe und organisiert den Verkauf an Investoren. Mitunter kauft der Underwriter die Anleihe (anteilig) vom Emittenten und übernimmt somit das Risiko des Weiterverkaufs an die Investoren.
- Die Underwriting-Gebühr stellt die Vergütung des Underwriters für seine Dienstleistung dar. Die Underwriting-Gebühr deckt gewöhnlich folgende Leistungen ab:[1]
  - **Managementservices:** Vergütung für die Initiierung und Verwaltung der Emission (typischerweise 20 - 25 % der Gesamtgebühr)
  - **Platzierungsrisiko:** Kompensation für die Übernahme des Verkaufsrisikos durch den Underwriter (typischerweise 20 - 25 % der Gesamtgebühr)
  - **Verkaufsprovision:** Vergütung für den Verkaufsaufwand (typischerweise 50 - 60 % der Gesamtgebühr)
- Die Ist-Kosten der Underwriting-Gebühr lassen sich eindeutig ermitteln. Die Underwriting-Gebühr entspricht der Differenz zwischen dem Erlös des Emittenten und dem Nennwert multipliziert mit dem initialen Preis der Anleihe (siehe Darstellung rechts). Somit lassen sich Underwriting-Gebühren aufwandsgleich in der EOG abbilden.
- In den Büchern des Emittenten werden die Underwriting-Kosten über die Laufzeit der Anleihe amortisiert und nach unserem Verständnis als separate Position ausgewiesen. Auch dies würde eine aufwandsgleiche Berücksichtigung ermöglichen.

Exemplarische Ermittlung von Ist-Kosten



Quelle: NERA-Darstellung.

1) Quelle: Papaioannou and Karagozoglu (2017), Underwriting services and the new issues market. Academic Press.

Rating-Vorgaben: ÜNB „versichern“ sich mit flexiblen Krediten gegen Liquiditätsengpässe, um Investment-Grade-Bonität zu erhalten

- Ratingagenturen berücksichtigen bei der Bonitätsbewertung, ob ein Unternehmen über ausreichende liquide Mittel verfügt.
- Die Ratingagentur S&P führt dazu einen sogenannten „Liquidity Test“ durch. Um eine Investment-Grade-Bonität zu erhalten, müssen Unternehmen zumindest über eine „angemessene“ Liquiditätsvorsorge verfügen.
- Eine „angemessene“ Liquidität ist zum Beispiel dann nicht mehr gewährleistet, wenn das Verhältnis aus verfügbaren liquiden Mitteln und verwendeten liquiden Mitteln innerhalb der nächsten 12 Monate unter 1,2 fällt. Dabei muss die Liquiditätsabsicherung so ausgestaltet sein, dass auch bei negativen Marktentwicklungen (und ausbleibenden Kapitalaufnahmen) alle erforderlichen künftigen Zahlungsverpflichtungen gedeckt werden können.
- Das Investitionsprogramm der ÜNB führt zu einem erheblichen Abfluss an liquiden Mitteln. Um die Liquiditätsanforderungen für den Erhalt einer Investment-Grade-Bonität zu erfüllen, schließen ÜNB nach unserem Kenntnisstand flexible Kreditrahmen ab.
- Diese flexiblen Kreditrahmen führen (auch bei Nicht-Inanspruchnahme) zu Kosten gegenüber den bereitstellenden Banken. Diese Kosten können als Versicherungsprämie für den Erhalt einer Investment-Grade-Bonität verstanden werden.
- Diese Kosten werden buchhalterisch im Zinsergebnis erfasst und werden bisher als Teil des Zinsaufwands regulatorisch anerkannt. Bei einem WACC-Ansatz wäre dies nicht zwangsläufig der Fall.
- Bei den ÜNB handelt es sich um kritische Infrastruktur mit Verantwortung für die Versorgungssicherheit. Der Verlust einer Investment-Grade-Bonität würde zu erheblichen FK-Mehrkosten führen und die FK-Aufnahme erschweren. Aus diesen Gründen erscheint eine Absicherung gegen Liquiditätsengpässe und für den Erhalt einer Investment-Grade-Bonität angemessen.
- Die ergänzende Vergütung dieser Kosten führt nicht zu einer Dopplung mit der Verzinsung des anerkannten Umlaufvermögens. Das Umlaufvermögen entspricht der tatsächlich in Anspruch genommenen Liquidität, während ein flexibler Kreditrahmen lediglich eine Option für zusätzliche Liquidität darstellt.

B.

Anhang

Begriffsklärung zur Neuemission von Anleihen

NERA

ECONOMICS. EXPERTS. EXPERIENCE.

Begriffsklärung zur Neuemission von Anleihen

Begriff	Definition
Underwriter	Finanzinstitut, oft eine Investmentbank, die die Verantwortung für die Emission und den Verkauf von Wertpapieren wie Aktien oder Anleihen übernimmt. Der Underwriter kauft die Wertpapiere vom Emittenten und verkauft sie dann an Investoren. Dabei bewertet der Underwriter das Risiko und den Preis der Wertpapiere und trägt Preisrisiko.
Platzierungsgebühr	Gebühr, die von einem Emittenten an einen Underwriter oder eine Bank für die Platzierung von Wertpapieren auf dem Markt gezahlt wird. Jeder Underwriting-Prozess ist ein Platzierungsprozess, aber ein Platzierungsprozess muss kein vollständiger Underwriting-Prozess sein.
Nennwert	Der auf einem Wertpapier angegebene Betrag, der den Betrag darstellt, den der Emittent bei Fälligkeit an den Inhaber zurückzahlt.
Kupon	Der Zinssatz, den ein Anleiheemittent regelmäßig an die Inhaber der Anleihe zahlt, ausgedrückt als Prozentsatz des Nennwerts.
Emissionspreis	Der Preis, zu dem ein Wertpapier bei seiner erstmaligen Ausgabe an Investoren verkauft wird. Dieser Preis kann unter oder über dem Nennwert liegen oder dem Nennwert entsprechen.
Sekundärmarktpreis	Der Preis, zu dem Wertpapiere nach ihrer Emission auf dem Markt zwischen Investoren gehandelt werden.
Underpricing	Differenz zwischen Emissionspreis eines Wertpapiers und Preis beim erstmaligen Handel am Sekundärmarkt.
Disagio	Der Abschlag auf den Anleihepreis relativ zum Nennwert, wenn ein Bond unter pari (d.h. unter seinem Nennwert) emittiert wird.

Quelle: NERA-Analyse.

Anhang

C. Neuemissionen der vier ÜNBs und ihrer Muttergesellschaften

Neuemissionen der vier ÜNB und ihrer Muttergesellschaften im Jahre 2024

ISIN	Emittent	Ausgabedatum	Fälligkeitsdatum	Emissionsvolumina (mrd. €)
XS2942479044	EnBW International Finance BV	20.11.2024	20.11.2035	1.0
XS2942478822	EnBW International Finance BV	20.11.2024	20.05.2029	0.5
XS2919680236	Eurogrid GmbH	18.10.2024	18.10.2035	0.85
XS2862984510	EnBW International Finance BV	22.07.2024	22.07.2031	0.65
DE000A383QR0	Amprion GmbH	27.08.2024	27.08.2039	0.6
XS2862984601	EnBW International Finance BV	22.07.2024	22.07.2036	0.55
XS2756342122	Eurogrid GmbH	01.02.2024	01.02.2034	0.8
DE000A383QQ2	Amprion GmbH	27.08.2024	27.08.2030	0.5
DE000A383BQ4	Amprion GmbH	21.05.2024	21.05.2044	0.5
DE000A383BP6	Amprion GmbH	21.05.2024	21.05.2031	0.5
XS2756341314	Eurogrid GmbH	01.02.2024	01.02.2029	0.7
XS2919679816	Eurogrid GmbH	18.10.2024	18.10.2027	0.65

Quelle: NERA-Analyse basierend auf FactSet Daten.

VISIT US ONLINE



LinkedIn

NERA



Subscribe

To receive publications, news, and insights from NERA, please visit www.nera.com/subscribe.

Contact Us

Tomas Haug, CFA
Senior Managing Director
Berlin: +49 30 700 1506 10
Tomas.Haug@nera.com

Lorenz Wieshammer, CFA
Director
Berlin: +49 30 700 1506 32
Lorenz.Wieshammer@nera.com

Jonathan Schellenberg
Economic Analyst
Berlin: +49 30 700 1506 27
Jonathan.Schellenberg@nera.com

VERTRAULICHKEIT

Die Branchen unserer Kunden sind durch sehr starken Wettbewerb gezeichnet und die Wahrung der Vertraulichkeit im Hinblick auf Pläne und Daten unserer Kunden ist entscheidend. NERA wendet daher konsequent interne Maßnahmen zur Geheimhaltung an, um die Vertraulichkeit aller Informationen des Kunden zu schützen.

Unsere Branche ist gleichfalls sehr wettbewerbsintensiv. Wir sehen unsere Herangehensweisen und Einblicke als unser geistiges Eigentum und verlassen uns auf unsere Kunden, unsere Interessen an unseren Vorschlägen, Präsentationen, Methodologien und analytischen Techniken zu schützen. Unter keinen Umständen darf dieses Material ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von NERA mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

© NERA

QUALIFIZIERUNG, ANNAHMEN UND VORBEHALTE

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA übernimmt keine Haftung gegenüber Dritten.

Dieser Bericht basiert ganz oder teilweise auf Informationen, die von Dritten beigebracht wurden. Wir sind davon ausgegangen, dass diese Informationen verlässlich sind. Soweit nicht ausdrücklich in dem Bericht vermerkt, haben wir solche Informationen nicht überprüft. Öffentlich verfügbare Informationen sowie Branchendaten und statistische Daten stammen aus Quellen, die wir für verlässlich halten. Gleichwohl übernehmen wir keine Gewähr und keine Garantie für die Richtigkeit oder Vollständigkeit solcher Informationen. Die in dem Bericht enthaltenen Erkenntnisse können Prognosen enthalten, die auf derzeitigen Daten und historischen Entwicklungen basieren. Derartige Prognosen sind mit den ihnen innewohnenden Risiken und Unsicherheiten behaftet. NERA übernimmt keine Haftung für tatsächliche Entwicklungen oder zukünftige Ereignisse.

Die in diesem Bericht geäußerten Meinungen gelten nur für den hierin genannten Zweck und nur zu dem Datum des Berichts. NERA ist nicht verpflichtet, den Bericht zu überarbeiten im Hinblick auf Veränderungen, Ereignisse oder Gegebenheiten, die nach dem angegebenen Datum eintreten.

Sämtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umsetzung oder der Verwendung von Ratschlägen oder Empfehlungen, die in diesem Bericht enthalten sind, stehen in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Dieser Bericht stellt keine Anlage- oder Vermögensberatung dar. Der Bericht enthält zudem keine Beurteilung darüber, ob das Geschäft oder das Vorhaben für irgendeine Partei fair oder sinnvoll ist. Darüber hinaus stellt dieser Bericht keine rechtliche, medizinische, buchhalterische, sicherheitstechnische oder andere fachliche Beratung dar. Für diesbezügliche Beratungsleistungen empfiehlt NERA, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.


NERA
ECONOMICS. EXPERTS. EXPERIENCE.

Anlage 4 Zuschläge bei Volumenüberschreitung

	Volumen (in EUR Mrd.)	Zusätzliche Rendite (in bps) bei leichter Überschreitung der Schwelle
Ausstehendes Gesamtvolumen	22,5 - 30	[redacted]
Jährliches Emissionsvolumen	4 - 6	[redacted]
Einzelemissionsvolumen	2 - 3	[redacted]
Emissionsvolumen pro Tranche	0,75 - 1,0	[redacted]

Tabelle 1 Zuschläge bei Volumenüberschreitung

Das Volumen in der Tabelle gibt das per aktueller Marktlage preiseffiziente Volumen für die ÜNB in Abhängigkeit ihrer individuellen Kreditqualität, Profitabilität und Größe wieder. Die "zusätzliche Rendite" in der rechten Spalte, gibt den zusätzlichen Volumenaufschlag an, welcher ggf. von den ÜNB im finalen Zins für Anleihen gezahlt werden muss, um zusätzliches Volumen zu generieren. Diese zusätzlichen Renditen sind in Kombination und teilweise kumulativ zu betrachten. Vereinfachtes Beispiel: Ein ÜNB hat in Zukunft 30 Mrd. € an Senior Anleihen in € ausstehen, muss aufgrund von Investitionsvorhaben nach dem Netzentwicklungsplan und Refinanzierungen 7 Mrd. € an Fremdkapital für das betreffende Jahr beschaffen. Mit der erneuten Kapitalbeschaffung am EUR Anleihemarkt würde der ÜNB die 30 Mrd. € Marke überschreiten und müsste ggf. einen Volumenaufschlag an Investoren zahlen. Gleichzeitig läge aber auch das jährliche Emissionsvolumen über dem per heute erwarteten preiseffizienten Volumen von 6 Mrd. €, was zu einem weiteren Volumenaufschlag führen würde.

TRANSNET BW / OSLOER STR. 15 –17 / 70173 STUTTGART

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

DATUM
30.01.2026
ANSPRECHPARTNER/IN
Daniel Burr
BEREICH
FE LR
TELEFON
[redacted]
E-MAIL
[redacted]
IHRE ZEICHEN
GBK-25-01-1#2

Stellungnahme zum Festlegungsentwurf der großen Beschlusskammer Energie zu einem Regulierungsrahmen für Übertragungsnetzbetreiber [GBK-25-01-1#2] – Tenorziffer 9.5

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit dem beiliegenden Formblatt nehmen wir Stellung zu Tenorziffer 9.5 Satz 6–7 des Festlegungsentwurfs zum Regulierungsrahmen für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2) bezüglich der Durchschnittsbildung beim Fremdkapitalzinssatz.

Die vorliegende Stellungnahme ist als Ergänzung zur gemeinsamen Stellungnahme der vier ÜNB zu verstehen. Wir möchten dadurch die Wichtigkeit des Regelungsinhaltes für die TransnetBW GmbH herausstellen, die fehlende Eignung des vorgesehenen Gewichtungsfaktors mit einer quantitativen Auswertung belegen und ein alternatives Kriterium vorschlagen.

Für den Fall, dass einem ÜNB keine Anleiheemissionen zugeordnet werden können, sieht der Festlegungsentwurf gemäß Tenorziffer 9.5 Satz 6–7 hilfsweise eine Gewichtung des Fremdkapitalzinssatzes mit dem arithmetischen Mittel aus den Gewichtungen der Anleiheemissionen anderer ÜNB vor. Diese Regelung zielt dabei auf Finanzierungsstrukturen ab, bei denen die Kapitalmarktfinanzierung auf Ebene übergeordneter Gesellschaften erfolgt, welche neben dem Betrieb eines Übertragungsnetzes noch in weiteren Geschäftsfeldern tätig sind (vgl. Rn. 285). Dies trifft auf TransnetBW zu. Bis zum Jahr 2022 wurde die Finanzierung durch die EnBW Energie Baden-Württemberg AG zur Verfügung gestellt. Seit 2023 erfolgt die Finanzierung anteilig durch die Gesellschafter EnBW, Südwest Konsortium Holding GmbH und die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW).

TransnetBW begrüßt die Intention der BNetzA, einen alternativen Gewichtungsmechanismus für das Modell einer Gesellschafterfinanzierung vorzusehen und somit die freie Wahl der Finanzierungsstruktur sicherzustellen. Allerdings halten wir die vorgesehene Bezugnahme auf eine exogene Größe – das arithmetische Mittel aus den Gewichtungen der Anleiheemissionen anderer ÜNB – für diesen Zweck aus mehreren Gründen für ungeeignet.

Aus unserer Sicht sollte ein sachgerechter Gewichtungsfaktor die Außenfinanzierung eines ÜNB möglichst präzise abbilden. Im Falle der der TransnetBW entspricht dies der Finanzierung durch die Gesellschafter in Form von Kapitalzuführungen. Die Kenngröße ist transparent im Jahresabschluss der TransnetBW ausgewiesen und könnte ohne zusätzlichen Aufwand herangezogen werden. Sollte die BNetzA

TransnetBW GmbH
Pariser Platz
Osloer Str. 15 –17
70173 Stuttgart
Postfach 10 13 62
70012 Stuttgart
Deutschland

Telefon +49 711 21858-0
Fax +49 711 21858-4405
transnetbw.de

Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitzender)
Michael Jesberger
Dr. Rainer Pflaum

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Dirk Güsewell

Sitz der Gesellschaft:
Stuttgart
Registergericht Stuttgart
HRB Nr. 740510
Ust-IdNr.: DE 191008872

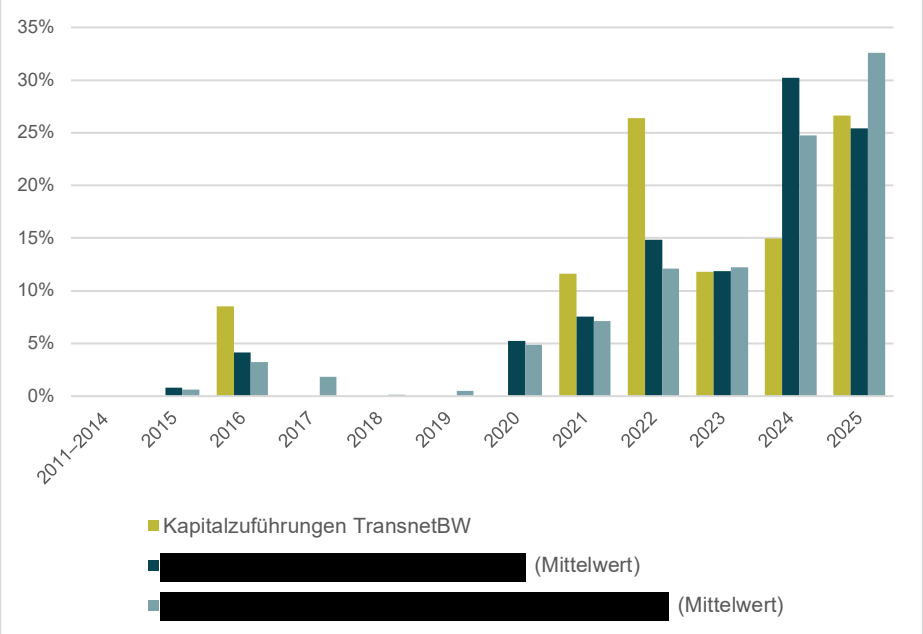
Bankverbindung:
Baden-Württembergische Bank
Bankleitzahl: 600 501 01
Kontonummer: 13 69 520
SOLADEST600
DE96 6005 0101 0001 3695 20

Ein Unternehmen
der EnBW-Gruppe

als Gewichtungskriterium das jährliche Investitionsvolumen bevorzugen, wie sie im Festlegungsentwurf an mehreren Stellen hervorhebt (vgl. Rn. 283 und 285), wäre auch dieses im Jahresabschluss der TransnetBW ausgewiesen. Die Notwendigkeit für eine *„Approximation“* anhand exogener Größen (vgl. Rn. 285) besteht somit aus Sicht der TransnetBW nicht. Es müsste lediglich ein Durchschnittsbildungszeitraum definiert werden, der fristenkongruent der Restlaufzeit der verwendeten Referenzreihe(n) entsprechen sollte.

Darüber hinaus mangelt es dem von der BNetzA vorgesehenen Gewichtungsansatz an Treffgenauigkeit. Zur Veranschaulichung haben wir diesen Ansatz den volumengewichteten Finanzierungstranchen gegenübergestellt, die TransnetBW im Zeitraum 2011–2025 von ihren Gesellschaftern tatsächlich erhalten hat. Für die Kapitalaufnahmen der anderen ÜNB haben wir auf den Mittelwert aus den volumengewichteten Anleiheemissionen (entsprechend des Festlegungsentwurfs) bzw. auf den Mittelwert aus den gesamten langfristigen Fremdkapitalaufnahmen (entsprechend der Forderung der ÜNB) [redacted] zum Stichtag 31.12.2025 abgestellt. Auf eine Berücksichtigung der [redacted] wurde aufgrund der sich im Übergang befindlichen Finanzierungsstruktur und der sich daraus ggf. ergebenden Verzerrungspotentiale verzichtet.

Abbildung 1: Gegenüberstellung der Gewichtungsfaktoren



Wie Abbildung 1 deutlich zeigt, ist ein volumengewichteter Mittelwert anderer ÜNB weder auf Basis von Anleihemissionen noch unter Berücksichtigung aller Fremdkapitalaufnahmen dazu geeignet, die tatsächliche Finanzierungssituation der TransnetBW adäquat abzubilden. Vielmehr kumuliert sich der Betrag der jährlichen Abweichungen in beide Richtungen über den gesamten Betrachtungszeitraum 2011–2025 auf ganze 42,6 bzw. 48,2 Prozentpunkte. In der Spitze ergeben sich sogar Abweichungen von -15,2 bis 11,5 Prozentpunkten bzw. -9,8 bis 14,3 Prozentpunkten.

Der Ansatz widerspricht damit dem eigentlichen Sinn und Zweck der gewichteten Durchschnittsbildung, der darin besteht, die tatsächlichen Fremdkapitalkosten möglichst genau abzubilden, indem *„Jahre mit einem hohen Investitionsvolumen höher gewichtet werden, als Jahre mit einem niedrigeren Investitionsvolumen“* (vgl.

Rn. 283). Da bereits kleine Abweichungen in der Gewichtung aufgrund der hohen Finanzierungsvolumina und starken Zinsbewegungen der letzten Jahre signifikante monetäre Auswirkungen haben können, ist der Gewichtungsansatz aus Sicht der TransnetBW nicht tragfähig.

Ferner mangelt es dem vorgesehenen Gewichtungsansatz auch an Praktikabilität. Eine Gewichtung nach den Finanzierungsvolumina anderer ÜNB wäre für die TransnetBW planerisch nicht umsetzbar, da es sich um exogene Größen handelt, auf deren zukünftige Entwicklung sie weder Einfluss noch Zugriff hat. Im Ergebnis könnte der Fremdkapitalzinssatz des jeweiligen Planjahres, die daraus resultierenden regulatorischen Erlöse sowie die sich insgesamt für TransnetBW ergebenden Liquiditäts- und Ergebniseffekte für den Mittel- und Langfristplanungszeitraum nicht sauber prognostiziert werden. Dies würde aus Investorenperspektive erheblich zu Intransparenz und Unsicherheit beitragen.

Aufgrund der potenziell signifikanten Nachteile, die mit der Verwendung des vorgesehenen, exogen bestimmten Gewichtungsansatzes einhergehen, spricht sich TransnetBW ausdrücklich für eine Änderung der Tenorziffer 9.5 Satz 6–7 aus. Mit den im Jahresabschluss des ÜNB ausgewiesenen Kapitalzuführungen der Gesellschafter besteht ein erheblich präziseres, transparenteres und planbareres Gewichtungskriterium. Ersatzweise könnte auch auf das ebenfalls im Jahresabschluss ausgewiesene jährliche Investitionsvolumen abgestellt werden. Der Durchschnittsbildungszeitraum sollte dabei fristenkongruent der Restlaufzeit der verwendeten Referenzreihe(n) entsprechen.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und stehen für einen weiteren fachlichen Austausch zu dieser und allen übrigen Fragen des Festlegungsprozesses jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



