Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Herrn Bourwieg
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 31.08.2026|

ÄNDERUNGSBEDARFE AM ENTWURF DER RAHMENFESTLEGUNG UND OFFENE FRAGESTELLUNGEN DER ÜNB

Sehr geehrter Herr Bourwieg,

die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (4ÜNB) haben den Prozess zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens von Beginn an intensiv und konstruktiv begleitet. Über zahlreiche Stellungnahmen, Workshops, Expertenaustausche, den Wissenschaftsdialog sowie umfangreiche externe Gutachten haben die 4ÜNB ihre Positionen und Vorschläge in das Verfahren eingebracht.

Unser gemeinsames Ziel war und ist es, die Bundesnetzagentur (BNetzA) bei der Entwicklung eines Regulierungsrahmens zu unterstützen, der den Anforderungen des bevorstehenden Netzausbaus, den Herausforderungen des künftigen Energiesystems und den Erwartungen des Kapitalmarktes gleichermaßen gerecht wird.

Die vor uns liegenden Investitionen in die Übertragungsnetze erreichen eine historisch beispielslose Größenordnung. Die Ausgestaltung des zukünftigen Regulierungsrahmens wird daher maßgeblich darüber entscheiden, ob die notwendigen Investitionen effizient finanziert, umgesetzt und die den 4ÜNB übertragenen Aufgaben im Rahmen der Energiewende erfüllt werden können.

Im Verlauf des Verfahrens haben die 4ÜNB ihre Positionen zu zentralen Fragestellungen u.a. zu der Kapitalverzinsung umfassend dargelegt und durch externe Gutachten, Analysen und Beiträge im Rahmen des Wissenschaftsdialogs untermauert. Dies betrifft insbesondere die Ausgestaltung der Eigenkapitalverzinsung, die Frage eines ÜNB-spezifischen Risikoaufschlags auf den Eigenkapitalzinssatz sowie die Anerkennung marktüblicher Fremdkapitalkosten.

Darüber hinaus haben die 4ÜNB zu zahlreichen weiteren Elementen der geplanten Rahmenfestlegung Stellung genommen und konkrete Änderungsbedarfe adressiert. Diese betreffen sowohl wesentliche wirtschaftliche Stellschrauben, die für einen auskömmlichen und investitionsfähigen Regulierungsrahmen erforderlich sind, als auch eine Vielzahl operativer und methodischer Fragestellungen, die für die praktische Umsetzbarkeit der zukünftigen Regulierung von erheblicher Bedeutung sind.

Eine Übersicht der durch die 4ÜNB seit der Veröffentlichung des Entwurfs zur Rahmenfestlegung eingebrachten Stellungnahmen befindet sich in nachfolgender Tabelle:

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),
Katrin Hilmer,
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. Oliver Strangfeld
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Dirk Güsewell

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 31.08.2026 |

Datum	Stellungnahme / Thema
13.08.2026	Ergänzende Informationen zum Wissenschaftsdialog vom 24.06. hinsichtlich eines Aufschlags auf die Eigenkapitalverzinsung Inklusive der Gutachten von NERA, Pedell/Hachmeister, Oxera
31.07.2026	Stellungnahme zur Berücksichtigung dnbK t-2 aus 2027 & 2028 (Expertenaustausch vom 29.04.2026)
20.07.2026	Neue Erkenntnisse zur FK-Verzinsung incl. Analysen von Morgan Stanley und ING (Wissenschaftsdialog vom 24.06.2026)
11.06.2026	Berücksichtigung der besonderen Finanzierungsbedingungen der ÜNB
30.01.2026	Stellungnahme zum Festlegungsentwurf Regulierungsrahmen ÜNB incl. NERA-Gutachten EK-Zins-Aufschlag, Analysen zur Kostendeckung FK, NERA-Gutachten Fremdkapitalverzinsung

Die 4ÜNB haben den Prozess über einen langen Zeitraum mit erheblichem Aufwand begleitet. Trotz der Vielzahl eingebrachter Stellungnahmen, Gutachten, Workshops und weiterer Austauschformate fehlt bislang zu sehr vielen Aspekten Transparenz darüber, wie die BNetzA die vorgetragenen Argumente bewertet, welche Schlussfolgerungen sie daraus zieht und in welcher Weise sie die eingebrachten Änderungsbedarfe in die Ausgestaltung der Rahmenfestlegung einfließen lässt.

Die 4ÜNB haben Verständnis dafür, dass die BNetzA unterschiedliche Interessen abwägen und eigenständige regulatorische Entscheidungen treffen muss. Ein offenes, transparentes und ergebnisoffenes Verfahren setzt aus unserer Sicht jedoch voraus, dass zu den eingebrachten Positionen ein erkennbarer fachlicher Diskurs stattfindet und die Verfahrensbeteiligten nachvollziehen können, ob ihre Argumente verstanden werden und wie mit ihren Argumenten umgegangen wird.

Die ÜNB und ihre Gesellschafter stehen fortlaufend vor äußerst gewichtigen Finanzierungsentscheidungen. Die fehlende Klarheit über den Umgang mit Positionen der ÜNB, die gerade von Seiten der Investoren und weiterer Kapitalmarktvertreter mehrfach aktiv unterstützt wurden, bedeutet erhebliche Unsicherheiten für langfristige Finanzierungsentscheidungen. Vor diesem Hintergrund bewerten die 4ÜNB die aktuelle Verfahrenssituation zunehmend als sehr bedenklich. Aktuell ist für die 4ÜNB und dem Kapitalmarkt bei den allermeisten Änderungsbedarfen nicht erkennbar, welche Position die BNetzA hierzu einnimmt. Dadurch entsteht zunehmend der Eindruck, dass die Beteiligung der 4ÜNB zwar formal erfolgt, eine inhaltliche Rückkopplung zu den vorgetragenen Positionen bislang jedoch nicht oder nur sehr verkürzt stattfindet. Prozessual stellen lediglich die gutachterliche Auseinandersetzung mit dem EK-Zinsaufschlag und die BNetzA-Einordnung zur FK-Verzinsung beim Wissenschaftsdialog zur Kapitalverzinsung am 24.06.2026 eine Ausnahme dar. Inhaltlich sind die Formate und die Würdigungen jedoch gleichwohl in beiden Fällen nicht überzeugend.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 31.08.2026 |

Die von den BNetzA-Gutachtern vorgetragene Ablehnung des Konzepts zum EK-Zinsaufschlag basiert auf pauschalen Annahmen zur Frage der Diversifizierbarkeit von Risiken sowie auf vermeintlicher Empirie zu Betas und internationalen Präzedenzfällen. Beide Kritikpunkte konnten von den ÜNB und ihren Gutachtern klar widerlegt werden bzw. haben sich bereits durch die Vorträge der BNetzA-Gutachter im Wissenschaftsdialog selbst als unbegründet erwiesen. Die Würdigung der BNetzA zum äußerst komplexen, werthaltigen und ÜNB-spezifischen Themenkomplex der FK-Vergütung beschränkt sich auf wenige pauschal ablehnende Schlussfolgerungen. Woraus sich diese konkret ableiten, welche Marktanalysen, quantitativen Abgleiche oder sonstige Expertisen zugrunde gelegt wurden, bleibt leider völlig unklar und erschwert eine weitere sachliche Auseinandersetzung.

Besonders kritisch sehen wir die vorliegende Ungewissheit über die sachliche Würdigung der ÜNB-Vorträge vor dem Hintergrund, dass die finale Rahmenfestlegung bereits für November vorgesehen ist. Wenige Monate vor einer Entscheidung mit weitreichenden Auswirkungen auf die Investitionsfähigkeit der ÜNB, die Finanzierung des Netzausbaus und die praktische Umsetzung des zukünftigen Regulierungsrahmens bestehen weiterhin zahlreiche offene Fragestellungen, ohne dass für die Verfahrensbeteiligten erkennbar ist, wie diese adressiert werden sollen.

Dies wiegt umso schwerer, als der vorliegende Entwurf der Rahmenfestlegung aus Sicht der 4ÜNB an zahlreichen Stellen eine Verschlechterung gegenüber dem bestehenden Regulierungsrahmen darstellt und den Anforderungen von Kapitalgebern nicht gerecht wird. Dies betrifft insbesondere Regelungen mit unmittelbarer Relevanz für die Investitions- und Finanzierungsbedingungen der ÜNB, aber auch operative Aspekte der zukünftigen Regulierung.

Die Berücksichtigung der von den 4ÜNB eingebrachten Änderungsbedarfe ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, einen Regulierungsrahmen zu schaffen, der den besonderen Herausforderungen des bevorstehenden Netzausbaus, den Anforderungen des Energiesystems und den durch Zusagen der BNetzA entstandenen Erwartungen der Investoren und Kapitalmärkte gerecht werden kann.

Zu beachten ist auch, dass der finale Festlegungstext eine erhebliche Signalwirkung für den Kapitalmarkt haben wird. Unklarheiten werden unweigerlich zu diversen Interpretationsarten und entsprechenden Unsicherheiten führen, die durch eine vorgelagerte Diskussion ggf. vermieden werden können.

Bereits der aus Sicht der 4ÜNB äußerst bedenkliche Festlegungsentwurf der Beschlusskammer 9 zur Festlegung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes für Gas stellte die Investor-Relations-Bereiche der 4ÜNB vor erhebliche kommunikative Herausforderungen und erforderte eine enge Begleitung unsererseits.

Die 4ÜNB haben daher die aus ihrer Sicht wesentlichen Änderungsbedarfe sowie die weiterhin offenen Umsetzungsfragen nochmals zusammengeführt und diesem Schreiben beigefügt.

Die beigefügten Positionen in Anlage 1 entsprechen den bereits im Verfahren eingebracht Positionen aus oben in der Tabelle aufgeführten Stellungnahmen und sind als Zusammenfassung relevanter offener Punkte zu verstehen. Mit dieser Zusammenfassung wird ausdrücklich keine Priorisierung vorgenommen. Die bereits eingebrachten Stellungnahmen enthalten ausführliche Begründungen und behalten ihre Gültigkeit. In Anlage 1 werden ausdrücklich keine neuen Positionen eingebracht, allerdings wird, wie auch von Herrn Glasmacher im Frühjahr gewünscht, auf offene Umsetzungsfragen explizit eingegangen.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 31.08.2026 |

Wir bitten die BNetzA,

- zu den benannten Änderungsbedarfen und offenen Fragestellungen Stellung zu beziehen,
- transparent darzustellen, wie die eingebrachten Positionen im weiteren Verfahren gewürdigt und berücksichtigt werden sollen, sowie
- kurzfristig weitere Gesprächstermine anzubieten, um die offenen Punkte gemeinsam fachlich zu erörtern.

Angesichts der bevorstehenden Rahmenfestlegung besteht aus unserer Sicht dringender Bedarf, die offenen Fragen und Änderungsbedarfe gemeinsam zu erörtern.

Die Rahmenfestlegung wird maßgeblich darüber entscheiden, ob die regulatorischen Voraussetzungen für die Finanzierung der Energiewende und den Ausbau der Übertragungsnetze geschaffen werden. Umso wichtiger ist es, dass die eingebrachten Positionen der 4ÜNB transparent bewertet und die noch offenen Fragen vor Abschluss des Verfahrens gemeinsam erörtert werden.

Die 4ÜNB stehen weiterhin bereit, ihre Expertise konstruktiv in den weiteren Prozess einzubringen, und erbitten eine zeitnahe Rückmeldung der BNetzA.

Mit freundlichen Grüßen

50HERTZ TRANSMISSION GMBH

AMPRION GMBH

TENNET TSO GMBH

TRANSNETBW GMBH

Operative Änderungsbedarfe und offene Umsetzungsfragen zum BNetzA-Entwurf der Festlegung eines Regulierungsrahmens für ÜNB (GBK-25-01-1#2)
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart 31.08.2026

Inhalt

Tz. 1. Anwendungsbereich 2
Tz. 2.1. Jährliche Plankostenermittlung 2
Tz. 2.2. Grundlagen neuer Plankosten 2
Tz. 2.3. Plan-Ist-Abgleich 3
Tz. 2.4. Kostenprüfung 3
Tz. 3. Grundsätze der Netzkostenermittlung 4
Tz. 5. Dienstleistungen 4
Tz. 6. Aufwandsgleiche Kostenpositionen 4
Tz. 7. Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung 4
Tz. 8. Kalkulatorische Abschreibungen 5
Tz. 9.2. Verzinsungsbasis 5
Tz. 9.4. Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes 5
Tz. 9.5. Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes 6
Tz. 10. Tatsächliche Gewerbesteuer 6
Tz. 11. Kostenmindernde Erlöse und Erträge 7
Tz. 12. Ermittlung der umlagefähigen Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen 7
Tz. 13. Effizienzanreize 7
Tz. 13.1. Partialbenchmark 8
Tz. 13.2. Anreizmodelle für einzelne Kostenarten 8
Tz. 13.3. Prozesskostenrechnung 8
Tz. 13.4. Outputorientierte Festlegung von Kosten 8
Tz. 14. Beschleunigungsanreize 9
Tz. 15. Forschung und Entwicklung 9
Tz. 16. Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte 9
Tz. 16.1. Berücksichtigung der Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten 9
Tz. 16.2. Dienstbarkeitsentschädigung 9
Tz. 16.4. Einmalige Zahlung bzw. Ratenzahlung 9
Tz. 16.5. Aufwandsentschädigungen 10
Tz. 17. Ausgleichszahlungen an Städte und Gemeinden 10
Weitere Themen 10

Tz. 1. Anwendungsbereich

Konkreter Anpassungsbedarf:

- 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.

Tz. 2.1. Jährliche Plankostenermittlung

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Satz 1: Das **Abgabedatum** muss weiterhin einheitlich auf den 30. September festgelegt werden.
  *„Der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt jährlich zum **30. September** nach Maßgabe dieser Festlegung die für das folgende Kalenderjahr zu erwartenden Kosten des Übertragungsnetzbetriebs …“*
- Satz 8: 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***“.
  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.

Umsetzungsfragen:

- Auf welcher Aggregationsebene soll die Plankostenermittlung erfolgen?
- Werden in der Plankostenermittlung auch Erlöse geplant?
- Wie sollen Effizienzvorgaben bei der Ermittlung der Plankosten berücksichtigt werden?
- Wie würde eine outputorientierte Festlegung zulässiger Erlöse gemäß Tz. 13.4 prozessual bei der Ermittlung der Plankosten umgesetzt werden?
- Die Kalkulation der Netzentgelte basiert nicht nur auf den zulässigen Kosten (z.B. Anreizelemente), deshalb ist es zur besseren Verständlichkeit und zur Vermeidung von Regelungslücken notwendig, klar zu regeln, wie die Kalkulationsgrundlage für die Netzentgelte ermittelt wird und wie nachträgliche Feststellungen berücksichtigt werden.
- Gibt es zukünftig noch eine Erlösobergrenze? Wie setzt sich diese zusammen? Wie wird sie ermittelt/festgelegt? Dies ist auch vor dem Hintergrund von EnWG-Regelungen (§ 24, § 24b, § 28g) zu klären, da sie sich explizit auf Erlösobergrenzen beziehen.
- Wie werden nachträgliche Feststellungen zu zulässigen Kosten/Erlösen (Ergebnis Kostenprüfung) und zu Boni/Malus berücksichtigt? In der nächstfolgenden Plankostenermittlung, im nächstfolgenden Plan-Ist-Abgleich oder als gesondertes Element?

Tz. 2.2. Grundlagen neuer Plankosten

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Aus Sicht der ÜNB ist der **Vertrauensschutz** beim Übergang in das neue Regulierungssystem unerlässlich und muss explizit und eindeutig in die Tenorierung der Festlegung aufgenommen werden.
  “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.”
- 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.

Umsetzungsfragen:

- Wie soll die Dokumentation aussehen und ab welchem Jahr soll sie vorliegen?

- Wie erfolgt der Plankostenansatz bei jenen Festlegungen/FSVen, die auch nach 2028 noch erforderlich sind?
- Gibt es die Möglichkeit einer institutionalisierten „verbindlichen Auskunft“?
- Wie wird der Anwendungsbereich der Regelung für “neue Plankosten” abgegrenzt?

Tz. 2.3. Plan-Ist-Abgleich

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Für die Dokumentation der Plan-Ist-Differenzen ist aus Sicht der ÜNB weiterhin ein Instrument erforderlich, das dem Grundgedanken des **Regulierungskontos** entspricht. 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. 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 zentraler Bestandteil der Regelung in § 21b EnWG zur Bilanzierungsfähigkeit von Forderungen. 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.
- Satz 13: Die **Übergangsregelung** muss dahingehend erweitert werden, dass auch die bislang nicht berücksichtigten t-2 Kosten- und Erlösscheiben der Jahre 2027/2028 in diese Systematik integriert und mehrjährig in die künftige Kostenbasis ab 2029 überführt werden können (vgl. auch ÜNB-Stellungnahme zu dnbK t-2 vom 31.07.2026). Dies gilt gleichermaßen für mögliche Kosten aus zusätzlichen hoheitlichen Aufgaben der Jahre 2026 bis 2028, sofern sie nicht bereits über bestehende bzw. neu abzuschließende FSVen abgebildet werden können.

Umsetzungsfragen:

- Auf welcher Aggregationsebene erfolgt der Plan-Ist-Abgleich?
- Werden in den Plan-Ist-Abgleich auch Erlöse (z.B. Boni aus dem Anreizinstrument zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber gem. § 17 ARegV) einbezogen?
- Gelten die Regelungen in Tz 2.3. Sätze 5-12 auch für Offshore-Netzkosten? Gemäß dem Wortlaut („aus Netzentgelten erzielte Erlöse“) scheint das nicht der Fall zu sein. Oder gelten für Offshore weiterhin die Regelungen des § 17i EnWG und des EnFG? Demzufolge würde auch der Glättungsmechanismus für Offshore-Kosten/Erlöse keine Anwendung finden.
- Hinsichtlich der Istkosten wird in Tz 2.3. bis Satz 6 die Begrifflichkeit „tatsächlich entstandene zulässige Kosten“ verwendet (so auch in Tz 13.2.), ab Satz 7 wird zu „tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten“ gewechselt.
    - Sind mit den unterschiedlichen Formulierungen auch inhaltliche Unterscheidungen intendiert? Welche?
    - Zum Zeitpunkt des Plan-Ist-Abgleichs liegt noch kein Ergebnis der Kostenprüfung vor. Deshalb basieren sowohl „tatsächlich entstandene zulässige Kosten“ und „tatsächlich entstandene anerkennungsfähigen Kosten“ auf der Einschätzung des ÜNB.
- Übergangsregelung für Regulierungskonto-Salden 2024-2028: Erfolgt die Verzinsung weiter gemäß § 5 Abs. 2 Satz 3 ARegV mit 10-Jahresdurchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere?

Tz. 2.4. Kostenprüfung

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Klarstellung notwendig, dass potentielle Kürzungen nur in die Zukunft wirken mit angemessenem Zeitraum zum Erreichen von etwaigen Obergrenzen, Abbaupfade über drei Jahre sind hierbei zu kurz.
- Verkürzung des **Prüfzyklus** auf 2 Jahre und Verkürzung Genehmigungsfiktion auf 3 Jahre.
- Grundsätzlich müssen die Prüfmaßstäbe der BNetzA klar definiert und ex ante bekannt sein.

Umsetzungsfragen:

- Wie werden Differenzen zwischen den im Plan-Ist-Abgleich angesetzten „tatsächlich entstandenen zulässigen Kosten“ und den Ergebnissen der Kostenprüfung prozessual abgewickelt? Vollständig bei der nächsten Plankostenermittlung?

- Sollen Effekte einer rückwirkenden Kostenprüfung ggf. geglättet werden? Glättungsmechanismus gemäß Tz. 2.3 Sätze 9-12 soll aber nur Anwendung finden, wenn erzielte Erlöse die tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten um mehr als 10 % unterschreiten.

Tz. 3. Grundsätze der Netzkostenermittlung

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Klarstellung in Rn. 144, dass auch Investitionen außerhalb des NEPs einschließlich Ersatzinvestitionen anerkennungsfähig sind
- Tz. 3.2. Satz 3: Formulierung Missverständlich. Anpassungsvorschlag:
  „*Kapitalkosten sind …, abzüglich der kostenmindernden Erlöse und Erträge* ***aus der Auflösung von Baukosten- und Investitionszuschüssen sowie Netzanschlusskostenbeiträgen gemäß Tenorziffer 11***.“
- Tz. 3.3. kann ersatzlos entfallen, da die Kostenzuordnung bereits aufgrund der besonderen Entflechtungsvorgaben erfolgt und Schlüsselungen nicht die Relevanz wie bei VNB haben.

Tz. 5. Dienstleistungen

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Satz 5 muss entfallen, da eine pauschale Minderung von tatsächlich angefallenen Dienstleistungskosten nicht sachgerecht ist und zu negativen Ergebniseffekten führt, effiziente Dienstleistungsvergabe behindert und mit gesetzlichen Regelungen zu konzerninternen Weiterverrechnungen kollidiert. Der Maßstab der Marktgerechtigkeit gemäß Satz 2 bleibt davon unberührt.

Tz. 6. Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Satz 2: Die 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.
- Satz 7: 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.
- Klarstellung erforderlich, dass **Fremdkapitalnebenkostenbestandteile**, die im Zinsaufwand erfasst werden, als aufwandsgleiche Kosten berücksichtigt werden.
- Wahlmodell zur Berücksichtigung der aufwandsgleichen Kostenpositionen, die mit langfristigen **Personalrückstellungen** einhergehen.
- Satz 4: Ergänzende Übergangsregelung zur Berücksichtigung von **Anlagenabgängen** der Jahre 2022 bis 2028.
  „***Die Aufwendungen der Anlagenabgänge bestimmen sich auf der Grundlage der kalkulatorischen Anlagenwerte zum 31.12. des dem Anlagenabgang vorausgehenden Jahres. In den Plankostenansätzen für das Jahr 2029 sind die Anlagenabgänge seit dem Basisjahr 2021 ergänzend zu berücksichtigen, sofern eine regulatorische Berücksichtigung noch nicht anderweitig erfolgte.“***

Tz. 7. Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Satz 2: Anpassung **Umstellungszeitpunkt** auf Zeitpunkt der letztmaligen Anwendung des Nettosubstanzerhalts.
  „*Zum* ***31.12.2028*** *wird der eigenfinanzierte Anteil der Altanlagen des Sachanlagevermögens letztmalig zu Tagesneuwerten nach Maßgabe von § 6 Abs. 2 und 3, 6a StromNEV bewertet.“*

Tz. 8. Kalkulatorische Abschreibungen

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Tz. 8.1. Satz 4: Grundsätzlich sollte auf den aktivischen Abzug von Zuschüssen und Engpasserlösen verzichtet und die bisherige Regulierungspraxis beibehalten werden, dass Zuschüsse und Engpasserlöse ausschließlich vom Fremdkapital in Abzug gebracht werden (vgl. auch Tz. 9.2.). Nachteile hieraus könnten durch eine Anhebung der Auflösungsdauer von 20 Jahren auf die durchschnittliche Nutzungsdauer der Anlagegüter von ca. 30 bis 35 Jahre reduziert werden. Die von der BNetzA vorgesehene Wahlmöglichkeit zur unmittelbaren aktivischen Absetzung von Investitionszuschüssen von den zugehörigen Anlagenwerten (Tz. 8.1. Satz 4) könnte die negativen Auswirkungen des aktivischen Abzugs reduzieren, wenn die Vorgaben zur Abwicklung des Abzugs angepasst werden. Die Regelung muss sich auf Investitionszuschüsse und Engpasseinnahmen gleichermaßen erstrecken. Darüber hinaus ist für die bereits vereinnahmten Investitionszuschüsse und Engpasseinnahmen keine unmittelbare aktivische Absetzung von den Anlagenwerten möglich. Investitionszuschüsse und Engpasserlöse sollten daher nicht erst von Fertiganlagen, sondern bereits von Anzahlungen und Anlagen im Bau abgesetzt werden können.
- Tz. 8.2. i.V.m. Anlage 1: 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, sollten die unteren Bandbreiten regulatorischer Nutzungsdauern 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.

Tz. 9.2. Verzinsungsbasis

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Verzicht auf **aktivischen Abzug** von Zuschüssen und Engpasserlösen, Beibehaltung der bestehenden Regulierungspraxis, dass Zuschüsse und Engpasserlöse ausschließlich vom Fremdkapital in Abzug gebracht werden.
- Aufgrund der signifikanten Volumina, welche durch die nachträgliche Schlechterstellung betroffen wären, ohne dass diese zum Zeitpunkt der Verwendung absehbar gewesen wäre, bedarf es hilfsweise mindestens eines Bestandsschutzes bzw. einer Überganglösung für bis zum 31.12.2028 verwendete Zuschüsse und Engpasserlöse.
- Bei aktivischem Abzug von Zuschüssen und Engpasserlösen muss ein **Zinsbonus** in Anlehnung an Tz. 11. StromNEF unter Anpassung der Quote und/oder Anwendungsdauer und unter Einbeziehung der Investitionszuschüsse und Engpasserlöse gewährt werden. 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.
- Die Einschränkung in 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) trifft unseres Erachtens für ÜNB nicht zu, da die Höhe der abgesetzten Zuschüsse einfach und transparent als Abzugsbetrag von den gesamten Anschaffungs- und Herstellungskosten ausgewiesen und als Restwerte fortgeführt werden.
- Satz 2: Aufnahme von **Finanzanlagen** zum betriebsnotwendigen Vermögen.
- Satz 4: Streichung zur Beibehaltung der bestehenden Praxis bei der Ermittlung des Jahresanfangsbestandes der **Anlagen in Bau und geleisteten Anzahlungen**.
  „~~Bei der Ermittlung des Jahresanfangsbestands der Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen sind vorgenommene Umbuchungen in das fertiggestellte Sachanlagevermögen zu berücksichtigen und entsprechend im Anfangsbestand abzuziehen~~.“
- Satz 5: Anpassung der Berücksichtigung von **Umlaufvermögen**.
  *„Das betriebsnotwendige Umlaufvermögen beträgt **1/12 der Umsatzerlöse** des Geschäftsjahres.“* (vgl. auch ÜNB-Stellungnahme zur StromNEF vom 30.07.2025).

Tz. 9.4. Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Einfügung einer **Öffnungsklausel**, um ÜNB-spezifische Regelungen in Ergänzung zur Methodenfestlegung Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1) und der darauf basierenden Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen treffen zu können.

„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 nach wissenschaftlichen Ansätzen zu ermitteln und bei der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze zu berücksichtigen."

Tz. 9.5. Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes

Konkreter Anpassungsbedarf:

- ÜNB-spezifische Festlegung von Kriterien für die Auswahl einer **FK-Referenzreihe**:
  - **marktbreite Indexreihe** (non-financials)
  - **Restlaufzeiten** von mindestens **15 Jahren**.
- Verwendung einer pauschalen **Bonität von BBB**.
- **Durchschnittsbildung**: 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 Durchschnittsbildungszeitraum 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.
- Satz 8: Bezüglich der **Finanzierungsnebenkosten** muss eine vollständige aufwandsgleiche Anerkennung sichergestellt werden und auch Positionen im Finanzergebnis wie bspw. Liquiditätsvorhaltekosten sowie von überlagerten Gesellschaften anteilig verrechnete Nebenkosten umfassen.
- **Berücksichtigung von Zuschlägen für strukturelle Finanzierungskosten:**
  Bei der Refinanzierung außergewöhnlich hoher Kapitalbedarfe entstehen zusätzliche Kostenbestandteile, die weder in den Sekundärmarktrenditen der Referenzindizes noch in den aufwandsgleichen Kosten vollständig erfasst werden. Hierzu gehören insbesondere New-Issue-Prämien, Volumenaufschläge, Diversifikationskosten sowie Kosten alternativer Finanzierungsinstrumente. Für diese Positionen sollte grundsätzlich die Möglichkeit einer regulatorischen Berücksichtigung vorgesehen werden, um eine vollständige Refinanzierung effizienter Finanzierungskosten sicherzustellen
- **Absicherungsmechanismus**: 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.
- Vgl. auch ÜNB-Schreiben vom 20.07.2026, u.a. mit der Empfehlung den marktbreiten Non-Financial-Index von LSEG mit einer Restlaufzeit von 15 Jahren und einem pauschalen Rating von BBB (BBBEURNFI15Y) als Referenzindex festzulegen. Die ÜNB erachten die stichtagsbezogene Verwendung der festgelegten Referenzreihe als sachgerechte und zugleich einfach umsetzbare Lösung. Die Verwendung einer tagesgenauen Bestimmung ersetzt die Durchschnittsbildung durch die unmittelbare Berücksichtigung der Tageswerte der Zinsreihe.

Tz. 10. Tatsächliche Gewerbesteuer

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Satz 2: Bei der Gewerbesteuer sollte ausschließlich auf die Gewerbesteueraufwendungen und nicht auf Gewerbesteueraufwendungen und -zahlungen abgestellt werden.
  „Ist ein Übertragungsnetzbetreiber eine Organgesellschaft, so wird die Gewerbesteuer …, bei der die Organträgerin die effektiv insgesamt geschuldete ~~***und abgeführte***~~ *Gewerbesteuer anteilig auf die Organgesellschaften und die Organträgerin nach einem gesondert vereinbarten Schlüssel verteilt."*
- Begründung RNr. 298: Um Risiken hinsichtlich der Aberkennung ertragssteuerlicher Organschaften zu reduzieren, sollte neben einem Steuerumlagevertrag auch eine rechnerische Umlage der Gewerbesteuer außerhalb des handelsrechtlichen Jahresabschlusses der Organgesellschaften ermöglicht werden.
- Wortlaut in Tz. 10. Satz 2 und Begründung RNr. 299 sollte offener formuliert werden, da für die Organgesellschaft ein Ausweis der Gewerbesteuerumlage nicht nur unter der Position „Steuern vom Einkommen und Ertrag" möglich ist.
- Begründung RNr. 300 Satz 3: ***„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."

- In Begründung RNr. 301 enthaltene Formulierung: „*Diese Regelungen finden ab 2029 für sämtliche zukünftige Jahre Anwendung.*" Ist dahingehend zu konkretisieren, dass es sich dabei um die im jeweiligen Jahr insgesamt im Jahresabschluss erfassten Gewerbesteueraufwendungen handelt.

Tz. 11. Kostenmindernde Erlöse und Erträge

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Satz 1: Streichung von „*b) Zins- und Beteiligungserträge*", aus den Finanzanlagen, die nicht im betriebsnotwendigen Vermögen (Tz. 9.2.) berücksichtigt werden sollen.
- Satz 3: „*Die von Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge sowie Investitionszuschüsse sind über* ***die durchschnittliche Nutzungsdauer des bezuschussten Anlageguts von ca. 30 bis 35 Jahren linear aufzulösen*** *und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen."*

Tz. 12. Ermittlung der umlagefähigen Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Konkretisierung der Anwendung der Vorgaben der Tz. 2.1 bis 2.4.
- Anwendung der Tz. 15. „Forschung und Entwicklung" auch im Offshore-Bereich.
- Klarstellung zur Behandlung der Kosten gemäß § 17f Abs. 1 S. 1 Nr. 1, 2 und 7 EnWG.
- Klarstellung zur weiteren Anwendung von § 17i EnWG.
- Gewährleistung der Umsetzbarkeit der Übergangsregelung nach § 118 Abs. 48 EnWG.

Tz. 13. Effizienzanreize

Konkreter Anpassungsbedarf:

- ÜNB müssen verlässlich in die Lage versetzt werden, ihre vergangenen und zukünftigen Kosten vollständig decken, sowie getätigte Investitionen vollumfänglich refinanzieren zu können, deshalb ist u.a. auf Effizienzvorgaben auf CAPEX zu verzichten.
- Es ist sicherzustellen, dass Effizienzvorgaben ausschließlich auf tatsächlich beeinflussbare Kostenbestandteile Anwendung finden. Eine nachträgliche Effizienzbewertung bereits getätigter Investitionen oder gesetzlich vorgegebener Ausbauverpflichtungen ist abzulehnen, da sie Finanzierungssicherheit und Investitionsfähigkeit der ÜNB maßgeblich beeinträchtigen würde
- 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. Dazu gehört, dass Effizienzvorgaben sich nur auf tatsächlich vom Netzbetreiber beeinflussbare Kosten/Sachverhalte beziehen, objektive strukturelle Unterschiede berücksichtigt und exogene Einflüsse/Verzerrungen eliminiert werden.
- Satz 4: Ergänzung zur Konkretisierung der Maßstäbe in Orientierung an EnWG-Vorgaben: „*Die Bundesnetzagentur kann zu diesem Zweck Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG treffen zur Entwicklung und Ausgestaltung von Effizienzanreizen unter Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden~~, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen~~.* ***Die Methoden müssen dem Stand der Wissenschaft entsprechen, transparent und ex ante bestimmt sein sowie die Beeinflussbarkeit der Zielgrößen, strukturelle Unterschiede und exogene Einflüsse angemessen berücksichtigen. Effizienzanreize sollen so gestaltet sein, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann****."*

Umsetzungsfragen:

- Satz 2: Anhand welcher Kriterien wird bemessen, ob ein Effizienzvergleich der Gesamtkosten durchführbar ist? Was folgt aus der Feststellung der Durchführbarkeit eines Effizienzvergleichs? Die Umsetzung eines TOTEX-Effizienzvergleichs und Entfall der anderen Methoden gemäß Tz. 13.1.-13.4.?

Welche Vorgaben gelten dann für den Effizienzvergleich und Effizienzanreize (vgl. § 22 Abs. 1 und 2 ARegV)? Welche Konsequenzen hätte die Umsetzung eines Effizienzvergleichs durch ACER gemäß Kommissionsvorschlag zur Anpassung Artikel 18 der Verordnung (EU) 2019/943?
- Wie sollen Effizienzanreize/Effizienzvorgaben prozessual bei der Plankostenermittlung berücksichtigt werden?

Tz. 13.1. Partialbenchmark

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Insbesondere aufgrund der Heterogenität und mangelnden Vergleichbarkeit der ÜNB im Hinblick auf eine Vielzahl struktureller Unterschiede haben Partialbenchmarks nur eine mangelnde Aussagekraft und können zu verzerrten Ergebnissen führen. Es besteht ein asymmetrisches Risiko, dass Effizienzvorgaben schwer erreichbar und keinesfalls übertreffbar sind.
- Ein Abbaupfad von drei Jahren ist nicht sachgerecht und muss aufgrund der gravierenden Unsicherheiten in Ausgestaltung, Wirksamkeit und Ergebnisrobustheit verlängert werden.

Tz. 13.2. Anreizmodelle für einzelne Kostenarten

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Anreizelemente für Netzverluste und Regelleistung sollten als reine Bonus-Modelle ausgestaltet werden, auch da externe Risiken für die Bewirtschaftung der Netzverluste und Regelleistung in den nächsten Jahren zunehmen werden.

Umsetzungsfragen:

- In welchem Rahmen sollen in den künftigen Systemen entsprechende Plan- bzw. Ist-Meldungen erfolgen?
- Wird es Öffnungsklauseln für den Fall außerordentlicher Situationen (z. B. Krisen) geben?
- Ist eine Differenzierung zwischen Onshore- und Offshore-Netzverlusten geplant, oder sollen die Offshore-Netzverluste nach dem gleichen System wie bei Onshore beanreizt werden?

Tz. 13.3. Prozesskostenrechnung

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Eine Prozesskostenrechnung (PKR) ist für regulatorische Effizienzprüfungen methodisch ungeeignet 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. Strukturelle Unterschiede zwischen den Netzbetreibern und exogene Einflüsse können in einer Prozesskostenrechnung nicht ausreichend berücksichtigt werden. Eine Prozesskostenrechnung würde im regulatorischen Kontext keine belastbare Genauigkeit und Vergleichbarkeit erzeugen, Fehlanreize setzen sowie unverhältnismäßigen Erhebungs-, Pflege- und Bürokratieaufwand verursachen ohne evidenten Mehrwert gegenüber etablierten Instrumenten der Kostenprüfung zu schaffen.
- Auf die Umsetzung einer Prozesskostenrechnung sollte verzichtet werden.

Tz. 13.4. Outputorientierte Festlegung von Kosten

Konkreter Anpassungsbedarf:

- 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. Im Sinne der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit müssen systematische Kostenunterdeckungen wirksam ausgeschlossen werden. Mit Blick auf die hohe Kostendynamik bei ÜNB bestehen erhebliche Bedenken, ob Pauschalen für bestimmte Leistungen den tatsächlichen Entwicklungen und Erfordernissen gerecht werden können.
- In der internationalen Regulierungspraxis werden Output-orientierte Elemente zur gezielten Beanreizung von Leistungen/Outputs eingesetzt. Die Rahmenfestlegung sollte über den vorgesehenen Ansatz von Standardkosten für Teilleistungen hinaus outputorientierte Anreizelemente ermöglichen, die internationalen Best-Practice-Ansätzen entsprechen.

Tz. 14. Beschleunigungsanreize

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Begründung RNr. 373 Satz 1: Der Begriff „System“ ist zu präzisieren. 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.
- Begründung RNr. 373 Satz 2: Aktuelle Formulierung „einmalig“ nicht eindeutig genug - Maximaler jährlicher Auszahlungsbetrag des Bonus sowie die maximale Höhe des jährlich ermittelten Bonus sind getrennt voneinander zu betrachten.

Umsetzungsfragen:

- Wie erfolgt die Umsetzung des ersten Referenzjahres 2025? Wie erfolgt die Abrechnung mit Bezug zu 2025 in 2028?
- Wie erfolgt die Bestimmung des Referenzwertes (gesunkene RD-Menge) und des Bonus?
- In welchem Rahmen soll die Bestimmung des Bonus erfolgen? Separate Meldung oder Nutzung von vorhandenen EHBs (bspw. im Rahmen der jährlichen Plankostenmeldung)?
- Gibt es eine Übergangsregelung zum EPM-Anreizelement gemäß § 17 ARegV zur Abwicklung der Jahre 2027 und 2028?

Tz. 15. Forschung und Entwicklung

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Anreiz auf sämtliche F&E-Aktivitäten und für Energieforschungsförderung europäischer Behörden
- Einführung eines vorab festgelegten jährlichen Innovationsbudgets.
- Bonus bei Umsetzung vorab definierter Meilensteine in Innovationsprojekten
- Benefit-Sharing-Modell für innovative Lösungen .
- Anreiz für Weitergabe innovativer Lösungen an andere Netzbetreiber und Marktteilnehmer („Kommerzialisierung“).

Tz. 16. Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Die Regelungen der Tenorziffern 16.1. bis 16.5. sollten bereits zum 01.01.2027 die Regelungen des § 5a StromNEV ablösen.

Tz. 16.1. Berücksichtigung der Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Einbeziehung der Offshore-Netzanschlusssysteme („ONAS“) in den Geltungsbereich.

Tz. 16.2. Dienstbarkeitsentschädigung

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Satz 1: Redaktionelle Klarstellung
  „Dienstbarkeitsentschädigungen ***nach Tenorziffer 16.1. Satz 1 lit. a)*** *können nur berücksichtigt werden …“*
- In der Begründung sollte klargestellt werden, dass (in Abweichung vom § 5a StromNEV) bewusst keine **Nachentschädigungsklausel** aufgenommen wurde, da keine verbindliche Festlegung durch die Regulierungsbehörde für Zahlungen getroffen werden sollte.

Tz. 16.4. Einmalige Zahlung bzw. Ratenzahlung

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Regelung kann aufgrund fehlender Praxisrelevanz entfallen.

Tz. 16.5. Aufwandsentschädigungen

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Satz 2: Redaktionelle Anpassung, um alle Dienstbarkeiten zu berücksichtigen
  „*Aufwandsentschädigungen an Grundstückseigentümer können für die Aufwendungen berücksichtigt werden, die mit dem Abschluss des Vertrags und der Eintragung der* ***~~beschränkten persönlichen~~*** *Dienstbarkeit verbunden sind.“*
- Satz 3: Redaktionelle Anpassung an bestehende Regelungen
  „*Sie dürfen* ***~~grundsätzlich~~*** *nur bis zu einer Höhe von 500 EUR pro Eintragung berücksichtigt werden.*“

Tz. 17. Ausgleichszahlungen an Städte und Gemeinden

Konkreter Anpassungsbedarf:

- Satz 1: Fortführung der Regelung auch über den 31.12.2032 hinaus
  „*Soweit ein Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage einer Vereinbarung mit Städten oder Gemeinden oder Interessenverbänden der Städte und Gemeinden Zahlungen an Städte oder Gemeinden, auf deren Gebiet eine Freileitung auf neuer Trasse errichtet wird, entrichtet, können die Zahlungen bei der Bestimmung der Netzkosten berücksichtigt werden* ***~~, sofern die Planfeststellung für den relevanten Leitungsabschnitt bis zum 31.12.2032 beantragt wird~~***.“

Weitere Themen

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.

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

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.08.2026

ERGÄNZENDE INFORMATIONEN ZUM WISSENSCHAFTSDIALOG VOM 24.06.2026 HINSICHTLICH EINES AUFSCHLAGS AUF DIE EIGENKAPITALVERZINSUNG FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir möchten uns nochmals für die Durchführung des Wissenschaftsdialogs am 24. Juni 2026 zur Ausgestaltung der zukünftigen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bedanken. Der intensive Austausch hat aus Sicht der ÜNB verdeutlicht, dass die Auswirkungen der bevorstehenden außergewöhnlichen Investitionsphase auf das systematische Risiko und die erforderliche Eigenkapitalverzinsung einer weitergehenden Würdigung bedürfen.

Im Mittelpunkt des ersten Teils des Wissenschaftsdialogs stand die Frage, ob das außerordentlich hohe Investitionsniveau der ÜNB zu zusätzlichen Risiken führt, die durch den standardmäßig aus einer internationalen Vergleichsgruppe abgeleiteten EK-Zinssatz nicht hinreichend erfasst werden. Unstrittig war dabei, dass das Investitionsprogramm in die Übertragungsnetze international beispiellos ausfällt und strukturell signifikant über der Investitionstätigkeit der für die Beta-Ermittlung herangezogenen Vergleichsunternehmen liegt. Die von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachter[1] haben jedoch insbesondere die Systematik der von NERA beschriebenen Wirkungskanäle sowie die Übertragbarkeit internationaler Präzedenzfälle kritisch hinterfragt.

Die beigefügten Repliken von NERA (Anlage 1), von Herrn Prof. Dr. Hachmeister und Herrn Prof. Dr. Pedell (Anlage 2) sowie Oxera (Anlage 3) setzen sich aus unterschiedlichen, sich ergänzenden Perspektiven ausführlich mit den methodischen und empirischen Einwänden gegen einen Aufschlag auseinander und entkräften diese in den entscheidenden Punkten. Drei zentrale Erkenntnisse möchten wir dabei im Folgenden kurz hervorheben:

[1] *Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber: Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber.*

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),
Katrin Hilmer,
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. Oliver Strangfeld
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Dirk Güsewell

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.08.2026

1. Die beispiellose Investitionstätigkeit erhöht das systematische Risiko über mehrere Wirkungskanäle (Anlage 1 und 2)

Für die Eigenkapitalverzinsung sind – wie auch die Gutachter der Bundesnetzagentur betonen – maßgeblich die nicht diversifizierbaren, systematischen Risiken relevant. Gerade diese steigen in Folge überdurchschnittlich hoher Investitionstätigkeit über mehrere Wirkungskanäle. Unter anderem führen verlängerte Kapitalbindungsdauern, ein höherer Fixkostenanteil (Operating Leverage), Risiken in der Investitions- und Bauphase, ein erhöhtes Zins- und Rohstoffpreisexposure, Finanzierungsfriktionen und langfristige Regulierungsrisiken zu einem strukturell erhöhten Risikoprofil gegenüber einem Netzbetreiber mit durchschnittlichem Investitionsverhalten.

Die Risikowirkung lässt sich dabei nicht auf die Kapitalbindungsdauer verengen: Zum einen wirken wesentliche Kanäle – insbesondere der Operating Leverage – auch unabhängig von der Kapitalbindungsdauer fort. Zum anderen können regulatorische Anpassungen wie bspw. schnellere Erlösrückflüsse das der Netzinfrastruktur inhärente Risiko langer Kapitalbindungsdauern nur etwas reduzieren und gerade nicht vollständig kompensieren.

2. Der zukünftige Regulierungsrahmen kompensiert die zusätzlichen Risiken nicht (Anlage 1 und 2)

Ein stärker kostenorientierter Regulierungsrahmen kann einzelne Kostenanerkennungs- und Timing-Risiken reduzieren. Daraus folgt jedoch nicht, dass die investitionsbedingte Erhöhung des systematischen Risikos kompensiert wird. Der künftige Rahmen bleibt eine Verbindung kostenorientierter und anreizbasierter Elemente; die konkrete Ausgestaltung von Effizienzprüfungen, Kostenanerkennung und weiteren Anreizinstrumenten steht teilweise noch aus.

Zudem wirken wesentliche Risiken – insbesondere die langfristige Bindung an umfangreiche Investitionsprogramme, Operating Leverage sowie regulatorische Anerkennungs- und Änderungsrisiken – auch unter einem stärker kostenorientierten Rahmen fort. Konkrete systematische Deckungsrisiken ergeben sich beispielsweise aus den aktuellen Regelungen der Fremdkapitalverzinsung. Eine pauschale risikomindernde Wirkung, die eine ÜNB-spezifische Anpassung entbehrlich machen würde, ist daher nicht belastbar belegt. Soweit Vergleichsunternehmen selbst kostenorientierten oder hybriden Regulierungsansätzen unterliegen, sind entsprechende risikomindernde Wirkungen bereits in deren Betas enthalten; eine zusätzliche pauschale Absenkung bedürfte eines gesonderten Nachweises.

3. Die internationale Regulierungspraxis bestätigt die ökonomische Plausibilisierung (Anlage 1 und 3)

Die Begründung eines investitionsbedingten Eigenkapitalzinsaufschlags folgt im vorliegenden Verfahren primär aus der ökonomischen Risikoanalyse zu den Auswirkungen außergewöhnlich hoher Investitionsvolumina auf das Risikoprofil von ÜNB. Für die Aussagekraft der internationalen Präzedenzfälle ist es nicht erforderlich, dass die jeweiligen Regulierungsbehörden identische Methoden anwenden oder ihre Entscheidungen mit derselben Begründungslogik wie im vorliegenden Verfahren herleiten. Die internationale Regulierungspraxis dient insoweit als zusätzliche Evidenz und Plausibilisierung dieser Schlussfolgerung.
Besonders hervorzuheben ist der niederländische Präzedenzfall, da dort der Zusammenhang zwischen erhöhtem Investitionsbedarf und einer Anhebung des regulatorischen Zinsniveaus ausdrücklich und unmittelbar hergestellt wird. Die entsprechende Anpassung gilt im Übrigen auch unter einem kostenorientierten Regulierungsrahmen. Das Oxera-Gutachten (Anlage 3) zeigt zudem, dass eine verbindliche Festlegung auf umfangreiche künftige Investitionen das Risiko der heutigen Eigenkapitalgeber bereits vor vollständiger Finanzierung und Inbetriebnahme erhöhen kann.

Schlussbemerkungen

Die beiliegenden Würdigungen bestätigen die Schlussfolgerung des NERA-Gutachtens vom Januar 2026, dass die außergewöhnlich hohe Investitionsintensität der ÜNB bei der Festlegung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes durch einen zusätzlichen Aufschlag zu berücksichtigen ist.

Die in den Kurzgutachten von Frontier Economics (2026) und Betzer et al. (2026) sowie mündlich beim Wissenschaftsdialog vorgebrachten methodischen und empirischen Einwände halten dabei einer kritischen Würdigung nicht Stand. Sie liefern keinen belastbaren Beleg dafür, dass die außergewöhnliche Investitionsintensität ohne Einfluss auf das relevante systematische Risiko bleibt.

Hinzu kommt, dass die Gutachter an mehreren Stellen im Widerspruch zu eigenen, früheren Aussagen argumentieren. So hält beispielweise Frontier Economics in einem Gutachten für den britischen ÜNB aus dem Jahr 2024 einen Aufschlag auf den EK-Zinssatz unter anderem aufgrund des außergewöhnlich umfangreichen Investitionsprogramms für erforderlich. [2]

[2] *Frontier Economics (2024): RIIO-3 Cost of Equity Range, S. 7.*

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.08.2026

Aus Sicht der ÜNB hat der Wissenschaftsdialog daher nichts an der Notwendigkeit geändert, entweder bereits in der finalen Rahmen- bzw. Methodenfestlegung ein gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe strukturell erhöhtes systematisches Risiko angemessen zu berücksichtigen oder einen entsprechenden Aufschlag in den anschließenden Einzelfestlegungen für ÜNB zu ermöglichen. Auch in diesem Fall wäre hierfür ein entsprechender Öffner in der finalen Rahmenfestlegung zu berücksichtigen. Der von NERA im Auftrag der ÜNB entwickelte Ansatz stellt hierfür eine transparente, wissenschaftlich fundierte und praktikable Ermittlungsmethode dar.

Für einen weiteren fachlichen Austausch stehen die vier ÜNB und die beteiligten Gutachter gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

50HERTZ TRANSMISSION GMBH

AMPRION GMBH

TENNET TSO GMBH

TRANSNET BW GMBH

NERA
ECONOMICS. EXPERTS. EXPERIENCE.

Kritische Würdigung der BNetzA-Gutachten zum CAPEX-Aufschlag

Im Auftrag der 4ÜNB

24. Juli 2026

Projektteam

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
Berlin, Germany 10117
www.nera.com

Inhalt

Kurzfassung **4**

1. Einleitung **6**

2. Der EK-Zinssatz gemäß CAPM ist für die 4ÜNB hinsichtlich ihrer CAPEX-Intensität nicht repräsentativ **8**

3. Die mangelnde Repräsentativität führt zu einer Unterschätzung des EK-Zinssatzes **10**

3.1. Außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina erhöhen das Risiko regulierter Netzbetreiber 10

3.1.1. Die Investitionsvolumina erhöhen die Kapitalbindungsdauer 10

3.1.2. Die Investitionsvolumina erhöhen über Operating Leverage das nicht-diversifizierbare Risiko 13

3.1.3. Die Investitionsvolumina erfordern einen größeren Investorenpool und erhöhen Finanzierungsfriktionen 16

3.1.4. Die Investitionsvolumina erhöhen Liquiditäts- und Veräußerungsrisiken 19

3.2. Die Kapitalmarktpraxis berücksichtigt außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina konsistent als Risikofaktor 21

3.3. Die Schlussfolgerung „kein CAPEX-Aufschlag" beruht auf zwei restriktiven und unerfüllten Annahmen 24

4. Die Anpassung des EK-Zinssatzes ist anhand ergänzender kapitalmarktbasierter Evidenz zu quantifizieren **27**

5. Die internationale Regulierungspraxis bestätigt CAPEX-bedingte Anpassungen des EK-Zinssatzes **31**

6. Die empirischen Analysen der BNetzA-Gutachter liefern keinen belastbaren Gegenbeleg **35**

6.1. Die empirische Analyse von Frontier Economics (2026) trägt die gezogenen Schlussfolgerungen nicht 35

6.2. Die empirische Analyse von Betzer et al. (2026) ist bereits im Ausgangspunkt ungeeignet 38

7. Der neue Regulierungsrahmen macht den CAPEX-Aufschlag nicht entbehrlich **39**

7.1. Die Schlussfolgerungen der BNetzA-Gutachter entbehren einer tragfähigen methodischen Grundlage 39

7.2. Der neue Regulierungsrahmen beseitigt die CAPEX-bedingten Risiken nicht und gleicht sie auch nicht anderweitig aus 41

8. Fazit **45**

Anhang A. Approximation der Kapitalmarkttiefe **47**

Kurzfassung

NERA wurde von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (4ÜNB) beauftragt, die im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellten Gutachten („BNetzA-Gutachten") von Betzer et al. (2026) und Frontier Economics (2026) zum CAPEX-Aufschlag kritisch zu würdigen.[1] Beide Gutachten setzen sich mit dem NERA-Gutachten „CAPEX-Aufschlag für deutsche Übertragungsnetzbetreiber" vom 18. Januar 2026 auseinander und gelangen zu dem Ergebnis, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina keinen Aufschlag auf den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz rechtfertigten.[2] Die vorliegende Würdigung setzt sich mit den ökonomischen Grundlagen dieser Schlussfolgerung unter Einbeziehung des Wissenschaftsdialogs der Bundesnetzagentur vom 24. Juni 2026 auseinander.[3]

Ausgangspunkt der Analyse ist die zwischen den Gutachtern unstreitige Feststellung, dass die zur Bestimmung des CAPM-Eigenkapitalzinssatzes herangezogene Beta-Vergleichsgruppe hinsichtlich der CAPEX-Intensität nicht repräsentativ für die 4ÜNB ist, da die CAPEX-Intensität der 4ÜNB deutlich über derjenigen der Beta-Vergleichsunternehmen liegt. Die zentrale Streitfrage ist, ob die außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität aus Sicht der Kapitalmärkte zusätzliche Risiken und damit eine höhere Eigenkapitalverzinsung begründet.

Die Würdigung setzt sich mit der von den BNetzA-Gutachtern geäußerten Kritik an den im NERA-Gutachten dargestellten ökonomischen Wirkungskanälen auseinander. Sie gelangt zu dem Ergebnis, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina das Risiko regulierter Stromnetzbetreiber über verschiedene Wirkungskanäle erhöhen können. Hierzu zählen insbesondere eine längere Kapitalbindungsdauer, ein höherer Fixkostenanteil (Operating Leverage), Finanzierungsfriktionen sowie Liquiditäts- und Veräußerungsrisiken. Diese Wirkungskanäle erhöhen zumindest teilweise das nicht-diversifizierbare Risiko. Die gegen diese Wirkungskanäle erhobenen Einwände der BNetzA-Gutachter greifen nicht durch. Die Würdigung zeigt zugleich, dass sich die Diskussion um den CAPEX-Aufschlag nicht auf Auswirkungen hoher Investitionsvolumina auf den zeitlichen Anfall der Cashflows verengen lässt, da mehrere der dargestellten Wirkungskanäle hiervon unabhängig bestehen.

Mangels repräsentativer börsennotierter Vergleichsunternehmen stellen die Einschätzungen von Ratingagenturen und Fremdkapitalinvestoren die bestverfügbare Evidenz für die tatsächliche Finanzierungssituation der 4ÜNB dar. Die Auswertung dieser Evidenz kommt zu dem Ergebnis, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina nicht nur von Fremdkapitalgebern, sondern auch aus Sicht von Eigenkapitalgebern als risiko- und renditerelevanter Faktor berücksichtigt werden. Die Beurteilung des CAPEX-Aufschlags kann sich nicht allein auf abstrakte kapitalmarkttheoretische Überlegungen stützen, sondern muss die konkrete Finanzierungssituation der 4ÜNB und die hierfür verfügbare Kapitalmarktevidenz berücksichtigen. Die Würdigung bestätigt zudem die Methodik zur Quantifizierung des CAPEX-Aufschlags. Diese baut auf der verfügbaren Kapitalmarktevidenz auf und gelangt zu einem CAPEX-Aufschlag von 1,0 bis 1,6 Prozentpunkten nach Steuern. Die gegen diese Methodik erhobenen Einwände überzeugen nicht. Die ermittelte Größenordnung wird durch internationale

[1] Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber. Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber.

[2] NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina.

[3] Die Unterlagen zum Wissenschaftsdialog sind auf der Webseite der Bundesnetzagentur verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/GBK_Termine.html [20. Juli 2026].

regulatorische Präzedenzfälle gestützt. Bemerkenswert ist dabei, dass sich trotz der außergewöhnlich hohen CAPEX-Intensität der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mehrere einschlägige Präzedenzfälle identifizieren lassen, obwohl die dortigen Investitionsvolumina teilweise deutlich geringer ausfielen. Die von den BNetzA-Gutachtern vorgelegten Ausführungen zu den internationalen Präzedenzfällen erfolgen anhand eines ungeeigneten Vergleichbarkeitsmaßstabs und schränken deren Relevanz für das vorliegende Verfahren nicht ein.

Die empirischen Analysen der BNetzA-Gutachter liefern keinen belastbaren Gegenbeleg gegen einen CAPEX-Aufschlag. Beide Analysen untersuchen ausschließlich Unternehmen der Beta-Vergleichsgruppe und erfassen damit gerade nicht den für die 4ÜNB maßgeblichen Bereich außergewöhnlich hoher CAPEX-Intensitäten. Auch die Schlussfolgerung, der neue Regulierungsrahmen mache einen CAPEX-Aufschlag entbehrlich, wird durch die vorgelegten Analysen nicht getragen. Weder wird nachgewiesen, dass die CAPEX-bedingten Wirkungskanäle beseitigt werden, noch dass der CAPEX-bedingte Risikoanstieg vollständig kompensiert wird. Dies gilt umso mehr, als wesentliche Elemente des zukünftigen Regulierungsrahmens bislang weder abschließend konkretisiert noch praktisch erprobt sind. Die europäische Regulierungspraxis bestätigt schließlich, dass der Übergang zu einer Kosten-Plus-Regulierung die Erforderlichkeit eines CAPEX-Aufschlags unberührt lässt. Dies zeigt sich insbesondere am jüngsten Regulierungsverfahren in den Niederlanden, in dem trotz der Umstellung auf eine Kosten-Plus-Regulierung ein CAPEX-Aufschlag in vergleichbarer Größenordnung festgelegt wurde.

In der Gesamtschau bestätigt die vorliegende Würdigung die Schlussfolgerung des NERA-Gutachtens vom 18. Januar 2026, dass die außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität der 4ÜNB bei der Festlegung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes durch einen CAPEX-Aufschlag zu berücksichtigen ist.

1. Einleitung

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber stehen im Zuge der Energiewende vor einer außergewöhnlich umfangreichen Investitionsphase. Der Netzausbau zur Integration erneuerbarer Energien und zur Elektrifizierung führt zu Investitionsvolumina, die deutlich über denjenigen in früheren Regulierungsperioden und in europäischen Vergleichsländern liegen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob und wie die außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität bei der Festlegung eines angemessenen kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes („EK-Zinssatzes") zu berücksichtigen ist.

NERA („wir") hat im Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH und 50Hertz Transmission GmbH („4ÜNB") das Gutachten „CAPEX-Aufschlag für deutsche Übertragungsnetzbetreiber" vom 18. Januar 2026 erstellt.[4] Das Gutachten untersucht die Auswirkungen außergewöhnlich hoher Investitionsvolumina auf das Risiko und die Finanzierungssituation der Übertragungsnetzbetreiber und gelangt zu dem Ergebnis, dass ein CAPEX-bedingter Aufschlag auf den kalkulatorischen EK-Zinssatz erforderlich ist. Die Herleitung und Quantifizierung dieses Aufschlags wurden der Bundesnetzagentur („BNetzA") vollständig offengelegt; hierzu wurde neben dem Gutachten auch die zugrunde liegende Berechnungsdatei übermittelt.

Die BNetzA hat das NERA-Gutachten bzw. die Ermittlung des CAPEX-Aufschlags durch zwei externe Gutachten prüfen lassen („BNetzA-Gutachten"). Betzer et al. (2026) befassen sich schwerpunktmäßig mit den ökonomischen Wirkungskanälen außergewöhnlich hoher Investitionsvolumina und kommen zu dem Ergebnis, dass ein CAPEX-Aufschlag nicht erforderlich sei.[5] Frontier Economics (2026) würdigt insbesondere die internationalen Präzedenzfälle sowie die empirische Evidenz und gelangt ebenfalls zu dem Ergebnis, dass die außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina der 4ÜNB keinen Aufschlag auf den EK-Zinssatz rechtfertigten.[6]

Am 24. Juni 2026 hat die BNetzA einen Wissenschaftsdialog durchgeführt, in dem die BNetzA-Gutachter und NERA ihre Analysen vorgestellt haben und mit weiteren Vertretern aus Wissenschaft und Regulierungspraxis diskutiert haben. Die Präsentationen wurden von der BNetzA veröffentlicht und ergänzen die schriftlichen Gutachten.[7]

Die vorliegende Würdigung der BNetzA-Gutachten im Auftrag der 4ÜNB setzt sich mit den Ausführungen der beiden BNetzA-Gutachter sowie den Erkenntnissen des Wissenschaftsdialogs auseinander. Ziel ist es, die ökonomischen Grundlagen des CAPEX-Aufschlags weiter zu präzisieren, die gegen das NERA-Gutachten erhobenen Einwände zu würdigen und die vorhandene kapitalmarktbasierte Evidenz systematisch einzuordnen. Der weitere Aufbau ist wie folgt:

- Kapitel 2 zeigt, dass der anhand der Beta-Vergleichsgruppe bestimmte CAPM-EK-Zinssatz die außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität der 4ÜNB nicht repräsentativ abbildet.

---

4 NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina.

5 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber.

6 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber.

7 Die Unterlagen zum Wissenschaftsdialog sind auf der Webseite der Bundesnetzagentur verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/GBK_Termine.html [14. Juli 2026].

- Kapitel 3 erläutert, warum diese fehlende Repräsentativität zu einer Unterschätzung des EK-Zinssatzes führt. Hierzu werden die ökonomischen Wirkungskanäle hoher Investitionsvolumina dargestellt, die Kapitalmarktpraxis sowie die internationale Regulierungspraxis ausgewertet. Zudem wird gezeigt, dass die gegenteilige Schlussfolgerung der BNetzA-Gutachter nur unter restriktiven und in der Praxis nicht erfüllten Annahmen folgt.
- Kapitel 4 fasst die Methodik zur Quantifizierung des CAPEX-Aufschlags zusammen und setzt sich mit den hiergegen erhobenen methodischen Einwänden der BNetzA-Gutachter auseinander.
- Kapitel 5 würdigt die internationale Regulierungspraxis und zeigt, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina international wiederholt bei der Festlegung der EK-Verzinsung berücksichtigt werden. Darüber hinaus wird erläutert, weshalb die Einwände der BNetzA-Gutachter gegen die Übertragbarkeit der internationalen Präzedenzfälle nicht überzeugen.
- Kapitel 6 untersucht die empirischen Analysen der BNetzA-Gutachter und zeigt, dass sich aus diesen kein belastbarer Beleg gegen einen CAPEX-Aufschlag ableiten lässt.
- Kapitel 7 setzt sich mit den Auswirkungen des neuen Regulierungsrahmens auseinander und untersucht die Argumentation der BNetzA-Gutachter, wonach die regulatorischen Änderungen einen CAPEX-Aufschlag entbehrlich machten oder sogar einen Abschlag auf den EK-Zinssatz rechtfertigen könnten.
- Kapitel 8 fasst die wesentlichen Ergebnisse des Gutachtens zusammen.

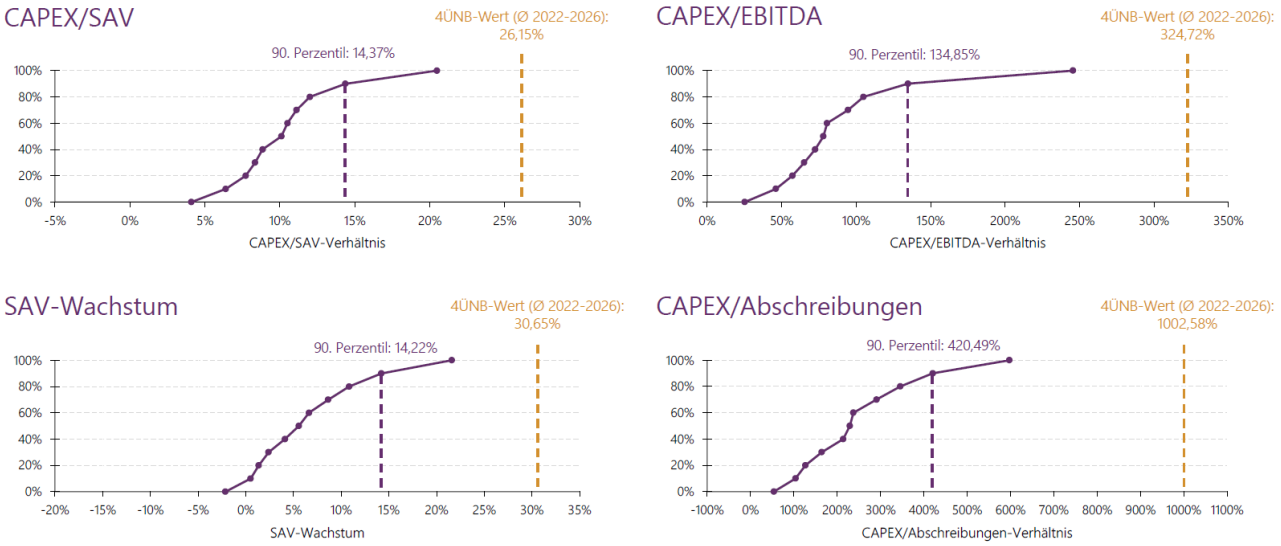
2. Der EK-Zinssatz gemäß CAPM ist für die 4ÜNB hinsichtlich ihrer CAPEX-Intensität nicht repräsentativ

Die Beta-Vergleichsgruppe bildet die CAPEX-Intensität der 4ÜNB nicht ab.

Die BNetzA beabsichtigt, den kalkulatorischen EK-Zinssatz für Strom- und Gasnetzbetreiber anhand des Capital Asset Pricing Models (CAPM) zu bestimmen.[8] Da die 4ÜNB nicht börsennotiert sind, erfolgt die Bestimmung des Wagniszuschlags anhand einer Gruppe börsennotierter Vergleichsunternehmen. Der CAPM-EK-Zinssatz spiegelt die Charakteristika der herangezogenen Vergleichsunternehmen wider.

Wie das NERA-Gutachten vom 18. Januar 2026 zeigt, unterscheiden sich die 4ÜNB von diesen Vergleichsunternehmen hinsichtlich ihrer CAPEX-Intensität. Vier Kennzahlen verdeutlichen diesen Unterschied: das Verhältnis von CAPEX zum Sachanlagevermögen („SAV"), das SAV-Wachstum, das Verhältnis von CAPEX zum EBITDA sowie das Verhältnis von CAPEX zu den Abschreibungen. Das NERA-Gutachten erläutert Auswahl, Aussagekraft und Herleitung dieser Kennzahlen im Einzelnen.[9]

Abbildung 1: Die CAPEX-Intensität der 4ÜNB liegt deutlich über derjenigen der Beta-Vergleichsgruppe (2022-2026)



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

Abbildung 1 stellt die vier Kennzahlen für die Beta-Vergleichsgruppe und die 4ÜNB gegenüber. Alle vier Kennzahlen zeichnen dasselbe Bild. Der Durchschnitt der 4ÜNB liegt in jeder der vier Kennzahlen oberhalb des 90. Perzentils der Beta-Vergleichsgruppe. Der Abstand zum 90. Perzentil beträgt den Faktor 1,8 bis 2,4. Anders ausgedrückt liegt die CAPEX-Intensität der 4ÜNB damit rund doppelt so hoch wie das 90. Perzentil der Beta-Vergleichsgruppe. Darüber hinaus überschreitet der Durchschnitt der 4ÜNB in allen vier Kennzahlen den jeweils höchsten Wert der Beta-Vergleichsgruppe. Die Beta-

8 BNetzA (2025): Beschluss GBK-25-02-3#1, Seite 3.

9 NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina, Kapitel 2.1.

Vergleichsgruppe repräsentiert die 4ÜNB damit hinsichtlich ihrer CAPEX-Intensität nicht. Daher bildet auch der CAPM-EK-Zinssatz die CAPEX-Intensität der 4ÜNB nicht ab.

Die fehlende Repräsentativität der Beta-Vergleichsgruppe hinsichtlich der CAPEX-Intensität ist zwischen den BNetzA-Gutachtern und NERA unstreitig. Umstritten ist die Relevanz für den EK-Zinssatz.

An dieser Feststellung besteht zwischen den BNetzA-Gutachtern und NERA kein Dissens. Keines der beiden BNetzA-Gutachten stellt in Frage, dass sich die 4ÜNB einer außergewöhnlich hohen CAPEX-Intensität gegenübersehen und sich insoweit deutlich von den Beta-Vergleichsunternehmen unterscheiden.

Der Dissens zwischen den BNetzA-Gutachtern und NERA betrifft vielmehr die Frage, ob die fehlende Repräsentativität hinsichtlich der CAPEX-Intensität aus Investorensicht relevant ist. Dies wäre der Fall, wenn der Kapitalmarkt eine höhere CAPEX-Intensität als risiko- und renditetreibenden Faktor bewerten würde. In diesem Fall würde die fehlende Repräsentativität eine Verzerrung des CAPM-EK-Zinssatzes implizieren. Das folgende Kapitel widmet sich dieser Fragestellung.

3. Die mangelnde Repräsentativität führt zu einer Unterschätzung des EK-Zinssatzes

Kapitel 2 hat gezeigt, dass die Beta-Vergleichsgruppe hinsichtlich der CAPEX-Intensität nicht repräsentativ für die 4ÜNB ist. Das vorliegende Kapitel untersucht, ob und warum hieraus eine Unterschätzung des angemessenen EK-Zinssatzes resultiert.

Hierzu werden zunächst in Kapitel 3.1 die ökonomischen Wirkungskanäle dargestellt, über die außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina das Risiko regulierter Stromnetzbetreiber erhöhen können, sowie die hierzu von den BNetzA-Gutachtern erhobenen Einwände gewürdigt. Kapitel 3.2 ergänzt diese theoretische Analyse um Evidenz aus der Kapitalmarktpraxis und zeigt, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina dort grundsätzlich als risiko- und renditerelevant angesehen werden. Abschließend setzt sich Kapitel 3.3 mit der Schlussfolgerung der BNetzA-Gutachter auseinander, wonach trotz der hinsichtlich der CAPEX-Intensität fehlenden Repräsentativität der Beta-Vergleichsgruppe kein CAPEX-Aufschlag erforderlich sei.

3.1. Außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina erhöhen das Risiko regulierter Netzbetreiber

Das NERA-Gutachten zeigt, dass die außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität der 4ÜNB risikoerhöhend für EK-Geber wirkt. Hierzu werden vier zentrale Wirkungskanäle dargestellt.[10] Diese erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.[11] Sie bilden vielmehr diejenigen Mechanismen ab, die sich sowohl in der finanzwirtschaftlichen Literatur als auch in der praktischen Analyse regulierter Infrastrukturunternehmen und ihrer Finanzierung als besonders relevant erwiesen haben. Im Folgenden werden diese Wirkungskanäle erläutert und die hiergegen erhobenen Einwände der BNetzA-Gutachter gewürdigt.

3.1.1. Die Investitionsvolumina erhöhen die Kapitalbindungsdauer

Außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina verschieben Zahlungsrückflüsse in die Zukunft und erhöhen dadurch die Risikoexposition von EK-Investoren.

Das NERA-Gutachten verdeutlicht, dass die außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina der 4ÜNB die Kapitalbindungsdauer erhöhen. Ursache hierfür ist, dass erhebliche Teile der durch den Regulierungsrahmen generierten Zahlungsrückflüsse unmittelbar zur Finanzierung weiterer Investitionen benötigt werden und daher nicht an die EK-Geber ausgeschüttet werden können. Die erwarteten Zahlungsströme an die EK-Geber verschieben sich damit weiter in die Zukunft. Eine längere

[10] NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina, Kapitel 3.1 bis 3.4.

[11] Betzer et al. (2026) diskutieren „Ratingagenturen" als einen weiteren Risikokanal. Diese Einordnung beruht jedoch auf einer Fehlinterpretation des NERA-Gutachtens. Das NERA-Gutachten diskutiert die Einschätzungen von Ratingagenturen nicht als eigenständigen Risikokanal. Vielmehr werden sie als empirische Kapitalmarktevidenz für die aktuelle Finanzierungssituation der vier Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Vor diesem Hintergrund greifen die diesbezüglichen Ausführungen von Betzer et al. (2026) ins Leere. Betzer et al. (2026), Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Kapitel IV.5.

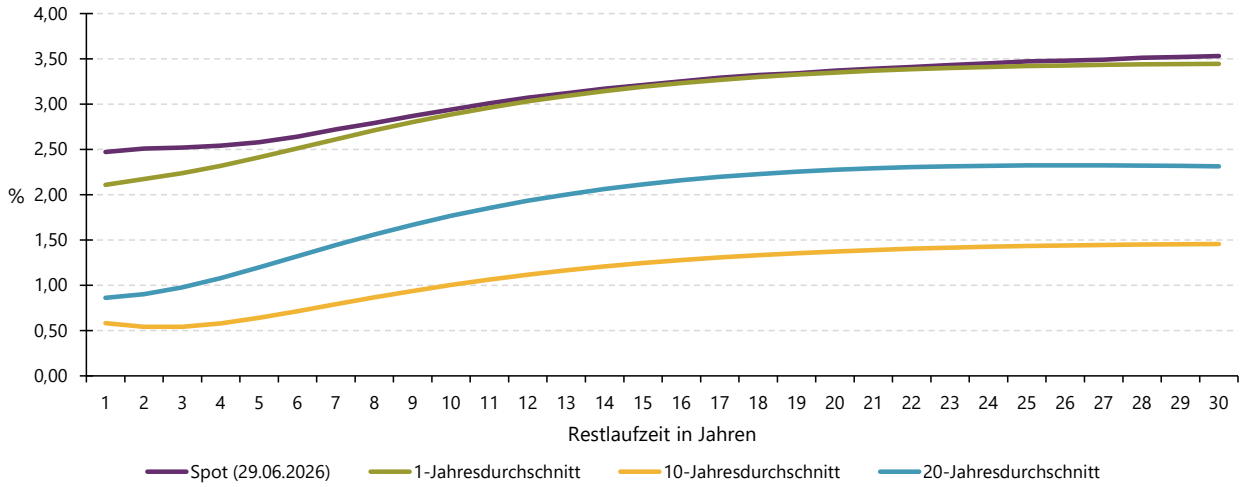
Kapitalbindungsdauer erhöht das Investitionsrisiko, da langfristige Zahlungsströme stärker von zukünftigen Änderungen der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen betroffen sind.[12]

Betzer et al. (2026) stellen diesen Wirkungskanal mit dem Hinweis in Frage, dass die verlängerte Kapitalbindung durch zusätzliche Kapitalaufnahmen vermieden werden könne. Wörtlich führen sie aus: *„Würde der Kapitalbedarf in ausreichender Weise extern finanziert werden, wären weiterhin jährliche Ausschüttungen an die bisherigen Eigenkapitalgeber möglich."*[13] Diese Überlegung überzeugt für die Finanzierungssituation der 4ÜNB nicht. Sie begegnet dem durch die außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina ausgelösten Finanzierungsbedarf gerade dadurch, dass nochmals zusätzliches Kapital aufgenommen werden soll. Der ohnehin außergewöhnlich hohe Kapitalbedarf der Übertragungsnetzbetreiber und die damit verbundenen Finanzierungsherausforderungen würden dadurch weiter zunehmen. Für die konkrete Finanzierungssituation der 4ÜNB stellt dies daher keinen überzeugenden Lösungsansatz dar.

Bei risikolosen Zinssätzen besteht ein positiver Zusammenhang zwischen Kapitalbindungsdauer und Rendite.

Die Ausführungen der BNetzA-Gutachter zum Zusammenhang zwischen Kapitalbindungsdauer und Rendite überzeugen ebenfalls nicht. Zunächst besteht ein enger empirischer Zusammenhang zwischen Laufzeit und Rendite bereits bei risikolosen Staatsanleihen. Abbildung 2 veranschaulicht, dass langfristige Staatsanleihen höhere Renditen aufweisen als kurzfristige. Die Verzinsung ist bei risikolosen Anleihen somit umso höher, je länger Kapital gebunden wird. Dieser Zusammenhang stellt einen grundlegenden Befund dar und bildet den Ausgangspunkt der weiteren Betrachtung.

Abbildung 2: Die erwartete Rendite bei risikolosen Staatsanleihen ist umso höher, je länger die Kapitalbindungsdauer ist



Quelle: NERA-Analyse, Deutsche Bundesbank.

[12] So sieht der Entwurf des Rahmenbeschlusses eine Evaluierung des neuen Systems im Lichte des tatsächlichen Investitionsgeschehens sowie ausdrücklich die Möglichkeit einer Nachjustierung des Regulierungsrahmens ab 2038 vor. Bundesnetzagentur (2026): GBK-25-01-1#2, Seite 136.

[13] Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 9.

Ausgehend von dem empirisch evidenten positiven Zusammenhang zwischen Kapitalbindungsdauer und Rendite bei risikolosen Staatsanleihen folgt unter der Annahme laufzeitunabhängiger EK-Risikoprämien eine ansteigende Laufzeitstruktur der erwarteten EK-Renditen. Im Einklang damit implizieren auch bedeutende Asset-Pricing-Modelle eine ansteigende Laufzeitstruktur der EK-Renditen. Hierzu zählen das Long-Run-Risk-Modell von Bansal und Yaron (2004) sowie Modelle zeitvariierender Katastrophenrisiken.[14] Betzer et al. (2026) wenden hiergegen ein, sie hätten *„trotz intensiver Suche"* keine Bestätigung für die Aussage gefunden, dass gängige Asset-Pricing-Modelle einen positiven Zusammenhang zwischen erwarteter EK-Rendite und Kapitalbindungsdauer implizieren.[15] Allerdings findet sich diese Aussage nahezu wortgleich im Abstract des Working Papers von Bansal et al. (2019): *„Zusammengefasst zeigt unsere Analyse, dass die empirische Evidenz aus Dividend Strips vollständig mit einer* ***positiven Laufzeitstruktur der Eigenkapitalrisikoprämien vereinbar ist, wie sie von den gängigen Asset-Pricing-Modellen impliziert wird****."*[16] *(Übersetzung und Hervorhebung durch NERA)*

Der beschriebene Zusammenhang zwischen Kapitalbindungsdauer und systematischem, d.h. nichtdiversifizierbarem Risiko wurde im Wissenschaftsdialog vom 24. Juni von Prof. Hachmeister unter Bezugnahme auf die einschlägige wissenschaftliche Literatur bestätigt: *„Hohe Investitionen verbunden mit einer höheren Innenfinanzierung verschieben die Ausschüttungen und verlängern die Duration der erwarteten Zahlungen an die Eigentümer […]. Durch die erwarteten späteren Zahlungsrückflüsse werden diese anfälliger gegenüber gesamtwirtschaftlichen Risiken und dem damit verbundenen systematischen Risiko. Es gibt eine Vielzahl von Ansätzen, die einen Einfluss auf das systematische Risiko zeigen."*[17]

Betzer et al. (2026) bestätigen den positiven Zusammenhang zwischen regulatorischem Risiko und Kapitalbindungsdauer bei Infrastrukturinvestitionen letztlich selbst.

Nicht nachvollziehbar ist die Behauptung von Betzer et al. (2026), die Aussage des NERA-Gutachtens, bei Investitionen in regulierte Energienetzbetreiber sei von einem positiven Zusammenhang zwischen Risikoprämie und Kapitalbindungsdauer auszugehen, sei *„besonders stark vom Wunschdenken geprägt"*.[18] Diese Wertung findet im Gutachten von Betzer et al. (2026) keine inhaltliche Grundlage. Der Zusammenhang zwischen Kapitalbindungsdauer und regulatorischem Risiko wird im NERA-Gutachten ausführlich begründet. Zentraler Punkt ist dabei, dass die Sichtbarkeit und Stabilität des Regulierungsrahmens kurzfristig höher ist als langfristig. Mit zunehmender Kapitalbindungsdauer

---

14 Long-Run-Risk Modelle: vgl. Bansal & Yaron (2004): Risks for the long run: A potential resolution of asset pricing puzzles. The journal of Finance, 59(4), 1481-1509. Variable-Rare-Disaster-Modelle: vgl. Gabaix (2012): Variable rare disasters: An exactly solved framework for ten puzzles in macro-finance. The Quarterly journal of economics, 127(2), 645-700. Habit-Modelle implizieren ebenfalls eine ansteigende unbedingte Laufzeitstruktur der Eigenkapitalrenditen: Vgl. Bansal, R., Miller, S., Song, D. & Yaron, A. (2021): The Term Structure of Equity Risk Premia, Journal of Financial Economics, 142(3), S. 1223.

15 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 10.

16 Bansal et al. (2019): The term structure of equity risk premia. NBER Working Paper No. 25690. Englisches Originalzitat: *„In sum, our analysis shows that the empirical evidence in dividend strips is entirely consistent with a positively sloped term structure of dividend risk-premia as implied by standard asset pricing models."*

17 BNetzA (2026): Wissenschaftsdialog zur EK- und FK-Verzinsung für Übertragungsnetzbetreiber am 24.06.2026 – Chatverlauf, Beitrag von Prof. Dr. Dirk Hachmeister (10:31 Uhr).

18 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 11.

steigt deshalb die Exposition gegenüber zukünftigen Änderungen des regulatorischen Rahmens. Genau diesen Wirkungskanal bestätigen Betzer et al. (2026) an anderer Stelle ihres Gutachtens letztlich selbst. Dort führen sie aus, dass *„sorgfältige Leser der hier relevanten BNetzA-Dokumente […] davon ausgehen [dürften], dass die Regulierung nach dem erfolgten Ausbau der Netze oder vielleicht sogar schon etwas vorher, wenn der erfolgreiche Ausbau absehbar ist, wieder etwas strenger werden könnte."*[19] Damit beschreiben die BNetzA-Gutachter genau die Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung des Regulierungsrahmens, auf die das NERA-Gutachten seine Argumentation stützt.

Die Schwierigkeit eines langfristig glaubwürdigen Commitments der Regulierungsbehörde hinsichtlich der Ausgestaltung und Stabilität des zukünftigen Regulierungsrahmens gilt als zentrale Herausforderung der Infrastrukturregulierung. Investoren berücksichtigen diese Unsicherheit bei ihrer Risikobewertung. Genau diesen Zusammenhang hat Prof. Pedell im Wissenschaftsdialog unter Verweis auf die einschlägige wissenschaftliche Literatur bestätigt und zugleich erläutert, warum dieses Risiko zumindest teilweise systematischer, d.h. nicht-diversifizierbarer Natur ist: *„Da der Regulierer sich nicht verbindlich darauf festlegen kann, die Regulierung nicht zu ändern, nachdem die regulierten Unternehmen investiert haben, besteht ein Änderungsrisiko bzw. technisch formuliert ein Hold-up-Risiko. Dieses ist umso höher, je weiter die erwarteten Rückflüsse in der Zukunft liegen. Regulierungsrisiken sind zumindest teilweise systematisch. Sie sind nicht losgelöst von der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung und können nicht vollständig diversifiziert werden."*[20]

Die Einwände von Betzer et al. (2026) vermögen den im NERA-Gutachten dargestellten Zusammenhang zwischen außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina, längerer Kapitalbindungsdauer und erhöhtem nicht-diversifizierbarem Risiko daher nicht zu entkräften. Regulatorische Mechanismen, die auf eine Verkürzung der Kapitalbindungsdauer abzielen, können den beschriebenen Risikoeffekt zwar mindern, ihn jedoch nicht vollständig beseitigen.

3.1.2. Die Investitionsvolumina erhöhen über Operating Leverage das nicht-diversifizierbare Risiko

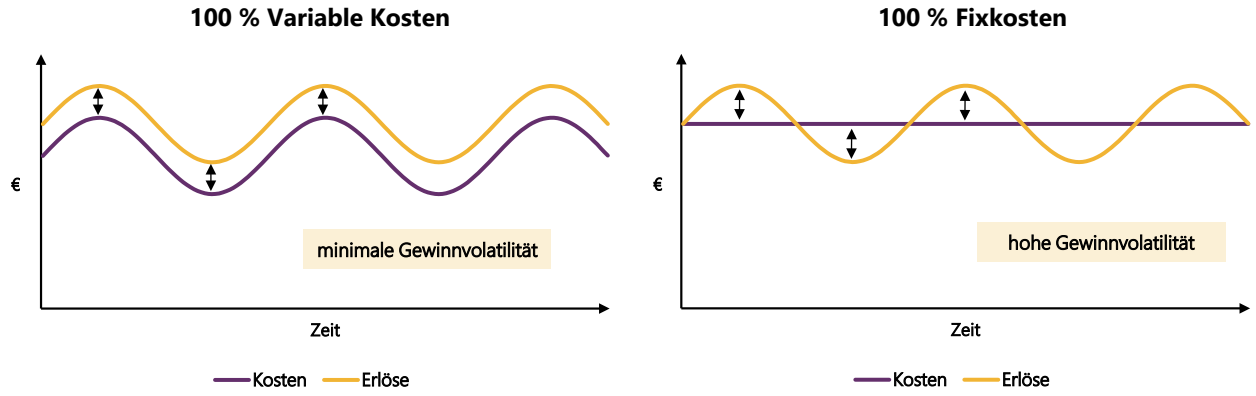
Ein höherer Fixkostenanteil erhöht bei regulierten Netzbetreibern das nicht-diversifizierbare Risiko.

Hohe Investitionsvolumina erhöhen den Fixkostenanteil eines Unternehmens. Während variable Kosten kurzfristig an veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen angepasst werden können, sind Investitionen in langlebige Infrastruktur über viele Jahre gebunden und damit weitgehend irreversibel. Fallen die Erträge geringer aus als erwartet, können Unternehmen variable Kosten zumindest teilweise reduzieren. Fixkosten lassen sich dagegen kurzfristig nicht anpassen. Ein höherer Fixkostenanteil erhöht deshalb die Sensitivität der Gewinne und der EK-Rendite gegenüber unerwarteten Entwicklungen. Das NERA-Gutachten erläutert diesen finanzwirtschaftlichen Wirkungskanal ausführlich in Kapitel 3.4. Abbildung 3 veranschaulicht ihn schematisch.

[19] Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 11f.

[20] BNetzA (2026): Wissenschaftsdialog zur EK- und FK-Verzinsung für Übertragungsnetzbetreiber am 24.06.2026 – Chatverlauf, Beitrag von Prof. Dr. Burkhard Pedell (10:33 Uhr).

Abbildung 3: Ein höherer Fixkostenanteil („Operating Leverage") führt zu stärkerer Gewinnvolatilität und erhöht das nicht-diversifizierbare Risiko



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 regulierten Netzbetreibern wirkt dieser Mechanismus über den Regulierungsrahmen. Die Profitabilität eines regulierten Unternehmens hängt maßgeblich davon ab, wie die Regulierungsbehörde auf Veränderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen – etwa infolge von Angebots- oder Nachfrageschocks – oder auf veränderte energiepolitische Prioritäten reagiert, welche Kosten sie anerkennt, und mit welchem Tempo etwaige Anpassungen erfolgen. Viele Marktrisiken werden dadurch in regulatorische Risiken transformiert. Der ökonomische Wirkungsmechanismus bleibt jedoch derselbe: Führen strengere regulatorische Entscheidungen zu geringeren Erlösen oder einer niedrigeren Kostenanerkennung, können Fixkosten kurzfristig nicht angepasst werden, variable Kosten dagegen schon. Ein höherer Fixkostenanteil erhöht deshalb auch bei regulierten Netzbetreibern das Risiko der EK-Geber.

Regulatorische Risiken sind dabei nicht vollständig diversifizierbar. Regulierungsentscheidungen erfolgen nicht unabhängig vom wirtschaftlichen Umfeld. Sie werden zumindest teilweise durch gesamtwirtschaftliche Entwicklungen beeinflusst. Wirtschaftliche Abschwünge, Inflationsschocks oder starke Energiepreisanstiege können beispielsweise den regulatorischen Druck erhöhen, Netzentgelte zu begrenzen oder Kosten strenger zu prüfen. Regulatorische Risiken korrelieren damit zumindest teilweise mit makroökonomischen Entwicklungen und weisen eine nicht-diversifizierbare Komponente auf.

Die BNetzA-Gutachter erkennen den Zusammenhang zwischen Operating Leverage und nicht-diversifizierbarem Risiko ausdrücklich an.

Hinsichtlich der grundsätzlichen Existenz dieses Wirkungskanals besteht Konsens zwischen den BNetzA-Gutachtern und NERA. Einigkeit besteht darüber, dass ein höherer Fixkostenanteil bei regulierter Infrastruktur während der Ausbauphase das nicht-diversifizierbare Risiko erhöht und deshalb einen höheren EK-Zinssatz rechtfertigen kann. Im CAPM bildet sich dieser Zusammenhang in einem höheren Betafaktor ab.

Der BNetzA-Gutachter Frontier Economics et al. (2022) führt in einem Gutachten im Auftrag der BNetzA zur Bestimmung der Kapitalkosten von Eisenbahninfrastrukturunternehmen aus, dass ein hoher Fixkostenanteil die systematischen, d.h. nicht diversifizierbaren Risiken regulierter

Infrastrukturunternehmen erhöht: *„**Ein hoher Anteil fixer Kosten erhöht die systematischen Risiken** – In Krisen versuchen die Unternehmen, ihre Kosten zu reduzieren, indem sie ihre Käufe von Inputgütern oder -faktoren (insb. Faktor Arbeit) reduzieren. Dies geht naturgemäß nur bei variablen Kosten, nicht bei Fixkosten. […] Der **hohe Fixkostenanteil wirkt daher verstärkend auf deren systematische Risiken,** im Vergleich zum durchschnittlichen Nicht-Infrastrukturunternehmen."*[21] *(Hervorhebung durch NERA)*

Frontier Economics (2016) beschreibt denselben Wirkungsmechanismus in einem Gutachten bezüglich der angemessenen Kapitalkosten für den französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE. Der BNetzA-Gutachter weist ausdrücklich auf den Zusammenhang zwischen einem steigenden Operating Leverage und einem höheren nicht-diversifizierbaren Risiko hin. Der BNetzA-Gutachter empfiehlt eine Orientierung in der oberen Hälfte der Bandbreite, um diesem Mehrrisiko gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe Rechnung zu tragen: *„Man stellt ebenfalls fest, dass das Operating Leverage von RTE bei den drei Indikatoren des Operating Leverage 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."*[22] *(Übersetzung durch NERA)*

Die BNetzA-Gutachter Betzer et al. (2026) bestätigen den Wirkungsmechanismus ebenfalls. Sie verweisen auf das Standard-Lehrbuch von Brealey et al. (2025), wonach feste Investitionsverpflichtungen eines regulierten Energieversorgungsunternehmens während der Bauphase das Asset-Beta erhöhen:[23] *„Nehmen wir an, ein Energieversorgungsunternehmen entscheidet sich für den Bau eines großen Kraftwerks. Die Fertigstellung des Kraftwerks dauert mehrere Jahre, und die hierfür anfallenden Ausgaben stellen feste Verpflichtungen dar. **Diese Investitionsverpflichtung erhöht das Asset-Beta des Projekts.** Mit der Inbetriebnahme des Kraftwerks entfällt diese Verpflichtung jedoch wieder. Das Asset-Beta des Kraftwerks ist daher lediglich während der Bauphase vorübergehend erhöht."* [24] *(Übersetzung und Hervorhebung durch NERA)* Im Einklang mit dem Standardlehrbuch erkennen Betzer et al. (2026) ausdrücklich an, dass hohe Investitionsverpflichtungen während der Ausbauphase zu einer Erhöhung des Asset-Betas führen können, und bezeichnen dies als eine *„theoretisch begründbare transitorische Erhöhung des Betas"*.[25]

---

21 Frontier Economics, Zechner, Randl, IGES (2022): Bestimmung der Kapitalkosten für Eisenbahninfrastrukturunternehmen – 2022, Seite 53.

22 Frontier Economics (2016): Audit des Demandes de RTE sur le Cadre de Remuneration, Seite 46. Französisches Originalzitat: *„On note également que le levier opérationnel de RTE se positionne pour les trois indicateurs du levier opérationnel dans la moitié supérieure de la fourchette des ratios calculés pour le reste de l'échantillon. Cet élément pourrait être pris en compte dans le positionnement de la valeur du bêta au sein de la fourchette de valeurs, en retenant une valeur qui s'inscrive entre le point médian et la borne supérieure de la fourchette."*

23 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 19f.

24 Originalzitat: *„We have interpreted fixed costs as costs of production, but fixed costs can show up in other forms, such as future investment outlays. Suppose that an electric utility commits to build a large electricity-generating plant. The plant will take several years to build. During this period the construction costs are fixed obligations. The commitment to invest therefore increases the plant's asset beta. Of course, the commitment disappears when the plant is up and running. Therefore the plant's asset beta is only temporarily high during construction."* Quelle: Brealey, Richard A.; Myers, Stewart C.; Allen, Franklin: Principles of Corporate Finance. 14. Aufl. New York: McGraw Hill, 2025, Kap. 9, S. 9-17.

25 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 20.

Der Operating-Leverage-Effekt ist ein eigenständiger Wirkungskanal und unabhängig von der Kapitalbindungsdauer.

Im Wissenschaftsdialog hat sich die BNetzA in besonderem Maße auf den Zusammenhang zwischen CAPEX-Intensität und Kapitalbindungsdauer konzentriert. Dabei darf jedoch nicht übersehen werden, dass der CAPEX-Aufschlag nicht auf diesem Wirkungskanal allein beruht. Der Zusammenhang zwischen außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina, steigendem Operating Leverage und erhöhtem nicht-diversifizierbarem Risiko wird von den BNetzA-Gutachtern ausdrücklich anerkannt und besteht unabhängig von der Kapitalbindungsdauer. Selbst wenn regulatorische Anpassungen künftig zu einer Verkürzung der Kapitalbindungsdauer beitragen sollten, ließe dies den hier beschriebenen Wirkungskanal unberührt. Der Operating-Leverage-Effekt stellt eine eigenständige ökonomische Begründung für die Berücksichtigung außergewöhnlich hoher Investitionsvolumina bei der Festlegung des EK-Zinssatzes dar.

3.1.3. Die Investitionsvolumina erfordern einen größeren Investorenpool und erhöhen Finanzierungsfriktionen

Außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina machen es erforderlich, einen größeren Kreis an Investoren mit teilweise höheren Renditeforderungen anzusprechen.

Der Investorenpool-Wirkungskanal setzt bei der EK-Angebotsseite an. Die Renditeanforderungen potenzieller Infrastrukturinvestoren sind heterogen. Je mehr EK die 4ÜNB für den Netzausbau aufnehmen müssen, desto stärker müssen sie auch Investoren ansprechen, deren Renditeanforderungen oberhalb derjenigen der bisherigen oder günstigsten Kapitalgeber liegen. Anders ausgedrückt verläuft die Angebotskurve für EK in der Praxis nicht vollständig horizontal. Zugleich können Kapitalerhöhungen Kontroll- und Mitbestimmungsrechte bestehender Investoren verwässern und die Eigentümerstruktur verkomplizieren. Hohe Investitionsvolumina können damit höhere Renditeanforderungen sowie eine komplexere Governance-Struktur mit sich bringen. Das NERA-Gutachten erläutert diesen Wirkungskanal in Kapitel 3.2.

Der Wirkungskanal liegt stärker in der Finanzierungspraxis als in der CAPM-Modellwelt. Das CAPM abstrahiert von Transaktionskosten, Anlage- und Konzentrationsgrenzen, Kontrollrechten, Mitbestimmungsrechten und der begrenzten Aufnahmefähigkeit einzelner Investorengruppen. In dieser Modellwelt hängen Renditeanforderungen allein vom nicht-diversifizierbaren Risiko ab. Infrastrukturinvestitionen finden jedoch nicht in einer friktionslosen Modellwelt statt. Institutionelle Investoren unterliegen Portfolio-, Sektor- und Ländervorgaben, bewerten Governance-Rechte und verlangen Kompensation für eingeschränkte Mitbestimmung, komplexere Eigentümerstrukturen oder hohe Kapitalzusagen. Das Investorenpool- und Mitbestimmungsargument ergänzt daher die CAPM-Perspektive um Friktionen, die bei der Kapitalaufnahme der 4ÜNB praktisch relevant sind.

Die BNetzA-Gutachter erkennen an, dass Finanzierungsfriktionen außerhalb der CAPM-Modellwelt die EK-Kosten erhöhen können.

Zwischen den BNetzA-Gutachtern und NERA besteht Einigkeit über die grundsätzliche Existenz solcher Finanzierungs- und Governance-Friktionen. Beide Seiten erkennen an, dass Faktoren außerhalb der friktionslosen CAPM-Modellwelt die Renditeanforderungen von EK-Gebern beeinflussen können. Die BNetzA-Gutachter Betzer et al. (2026) halten fest, dass NERA mit dem Investorenpool- und

Mitbestimmungsargument ein *„reales Finanzierungs- und Strukturierungsproblem"* beschreibt.[26] Dieses betreffe insbesondere *„Kapitalaufnahme, Eigentümerstruktur, Beteiligungsrechte und Vertragsgestaltung"*.[27] Betzer et al. erkennen auch an, dass bestimmte Finanzierungsstrukturen oder Kapitalzusagen bestehender Investoren einen Aufschlag auf den EK-Zinssatz rechtfertigen können.[28]

Die Einschränkungen von Betzer et al. (2026) betreffen vor allem die Quantifizierung. Nach ihrer Auffassung ist nicht hinreichend gezeigt, dass aus dem Wirkungskanal isoliert ein *„zusätzliches, nicht diversifizierbares, dauerhaftes und belastbar quantifizierbares Risiko des regulierten Netzgeschäfts"* folgt. Dieser Einwand greift jedoch nicht durch. NERA (2026) führt das Investorenpool- und Mitbestimmungsargument nicht als eigenständige Grundlage für einen isoliert quantifizierbaren CAPEX-Aufschlag an. Vielmehr beschreibt das Investorenpool- und Mitbestimmungsargument einen von mehreren ökonomischen Wirkungskanälen, über die außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina die Finanzierungsbedingungen der 4ÜNB verändern und die Renditeanforderungen potenzieller EK-Geber erhöhen können.

Auch der andere BNetzA-Gutachter Frontier Economics berücksichtigt Finanzierungsfriktionen. In einem Gutachten zum angemessenen Kapitalkostensatz für den britischen Übertragungsnetzbetreiber führt der BNetzA-Gutachter aus, dass der EK-Zinssatz so festgelegt werden müsse, dass dieser neues Kapital einwerben könne. Frontier Economics verweist dabei ausdrücklich auf die *„sheer scale"* des Investitionsprogramms und den Bedarf, *„significant new capital"* aufzunehmen.[29] Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BNetzA-Gutachter einen Aufschlag von 25 Basispunkten gegenüber dem Mittelpunkt der CAPM-Bandbreite.

Die Ausführungen der BNetzA-Gutachter zum angeblich verfügbaren Kapital greifen zu kurz.

Ein weiteres Argument, das die BNetzA-Gutachter im Zusammenhang mit dem Wirkungskanal *„Investorenpool und Mitbestimmung"* anführen, betrifft die Größe der für die Finanzierung ansprechbaren Kapitalmärkte. Frontier Economics (2026) verweist darauf, dass der Investitionsbedarf der deutschen ÜNB bis 2037 zwar in absoluten Zahlen groß sei, *„allerdings gering gegenüber den Investitionsvolumina allein von Pensionsfonds"*, für die regulierte Infrastruktur-Assets in Deutschland grundsätzlich in Betracht kämen.[30] Frontier Economics (2026) setzt den Investitionsbedarf der 4ÜNB mit rund 180 bis 200 Milliarden EUR bis 2037 an. Die angesprochenen Pensionsfonds hätten Ende 2024 zusammengenommen mehr als 70 Billionen EUR umfasst. Betzer et al. (2026) argumentieren in eine ähnliche Richtung und verweisen unter anderem auf das Geldvermögen privater Haushalte in Deutschland, Kapitalanlagen deutscher Versicherer, deutsche Publikums- und Spezialfonds, das aggregierte Kapital der europäischen Vermögensverwaltungsbranche sowie der weltweit größten

---

26 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 15.

27 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 15.

28 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 13. Zitat: *„Sollten derartige Zusagen [zur zeitnahen Bereitstellung des erforderlichen Kapitals] vorliegen, so könnte die Prüfung erforderlich werden, ob dies einen geringfügigen Aufschlag auf den Eigenkapitalkostensatz rechtfertigen kann."*

29 Frontier Economics (2024): RIIO-3 Cost of Equity Range, Seite 7.

30 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 63 a).

Vermögensverwalter.[31] Beide BNetzA-Gutachten stellen damit auf die Größe breit gefasster Vermögensbestände ab.

Diese Größenordnungen sind jedoch nicht die maßgebliche Bezugsgröße. Entscheidend ist nicht, wie groß das gesamte Vermögen privater Haushalte, institutioneller Investoren oder von Pensionsfonds ist. Entscheidend ist vielmehr, welcher Teil dieses Vermögens für zusätzliche EK-Investitionen in deutsche Übertragungsnetze verfügbar ist und zu welchen Renditeanforderungen dieses Kapital bereitgestellt wird. Es ist weder realistisch noch finanzwirtschaftlich aussagekräftig, beispielsweise das gesamte Geldvermögen deutscher Haushalte oder das gesamte Vermögen globaler Pensionsfonds als relevanten Kapitalpool für Investitionen in deutsche Übertragungsnetze anzusetzen. Diese Vermögen sind bereits allokiert, unterliegen Anlage-, Länder-, Sektor- und Konzentrationsgrenzen und können nur zu einem kleinen Teil in regulierte Netzinfrastruktur in Deutschland fließen.

Die tatsächliche Größenordnung des für zusätzliche Investitionen in deutsche Übertragungsnetze verfügbaren Kapitals wird in Anhang A untersucht. Die Plausibilisierung zeigt, dass der jährliche EK-Bedarf der 4ÜNB mit rund 9 Mrd. EUR nahezu die Hälfte des für Deutschland plausibel mobilisierbaren Infrastrukturkapitals von rund 20 Mrd. EUR beansprucht. Außerdem zeigt die Plausibilisierung, dass die Investitionen der 4ÜNB bereits heute deutlich oberhalb des Volumens liegen, das sich aus einer an der wirtschaftlichen Bedeutung Deutschlands orientierten Allokation der weltweiten Stromnetzinvestitionen ergeben würde. Dies bestätigt, dass die außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina eine überproportionale Kapitalallokation in das deutsche Übertragungsnetz erfordern.

Eine sachgerechte Einordnung des Kapitalbedarfs zeigt die praktische Relevanz von Kapitalmarktfriktionen für die 4ÜNB.

Der Verweis der BNetzA-Gutachter auf breite Vermögensaggregate zu Einordnung des Investitionsbedarfs der 4ÜNB trägt daher nicht. Er vermengt Bestandsgrößen weit gefasster Kapitalmärkte mit dem EK-Bedarf in einem spezifischen Infrastruktursegment. Die Standardmodelle der Kapitalmarkttheorie abstrahieren typischerweise von Friktionen wie einer begrenzten Markttiefe oder der Notwendigkeit, bei außergewöhnlich hohen Finanzierungsvolumina sukzessive zusätzliche Investoren mit höheren Renditeanforderungen anzusprechen. Für die konkrete Finanzierungssituation der 4ÜNB sind gerade diese Marktfriktionen jedoch von zentraler Bedeutung.

Entscheidend für die Finanzierungssituation der 4ÜNB ist, wie viel Kapital im relevanten Marktsegment tatsächlich mobilisiert werden kann und zu welchen Renditeanforderungen dies geschieht. Ein höherer regulatorischer EK-Zinssatz kann den adressierbaren Investorenpool erweitern, indem er Kapital aus angrenzenden Marktsegmenten mobilisiert, Investoren mit höheren Renditeanforderungen anspricht oder Investoren für eine höhere Portfoliokonzentration kompensiert. Dies ist der Kern des Investorenpool-Arguments: Mit steigendem Kapitalbedarf müssen die 4ÜNB zusätzliche Investoren ansprechen, deren Opportunitätskosten und Renditeanforderungen oberhalb derjenigen der bisherigen oder günstigsten Kapitalgeber liegen.

[31] Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Kapitel III.

3.1.4. Die Investitionsvolumina erhöhen Liquiditäts- und Veräußerungsrisiken

Hohe Investitionsvolumina verschlechtern die Veräußerungsbedingungen heutiger Investoren.

Als weiteren Wirkungskanal beschreibt das NERA-Gutachten Liquiditäts- und Veräußerungsrisiken. Hohe Investitionsvolumina begrenzen den Spielraum für Ausschüttungen und erhöhen damit die Bedeutung des späteren Verkaufspreises für die realisierte Rendite der EK-Geber. Zugleich werden künftige Verkaufsprozesse in eine Marktphase fallen, in der weiterhin hoher Kapitalbedarf für Netzinfrastruktur besteht und zahlreiche vergleichbare Investitionsmöglichkeiten um EK konkurrieren. Dadurch steigt aus Sicht heutiger EK-Geber nicht nur die Bedeutung des späteren Exit-Preises; zugleich erhöht sich das Risiko, dass Beteiligungen mangels ausreichender Markttiefe nur mit Preisabschlägen oder nach längeren Verkaufsprozessen veräußert werden können. Das NERA-Gutachten behandelt diesen Wirkungskanal in Kapitel 3.3.

Der BNetzA-Gutachter Frontier Economics (2026) weist zutreffend darauf hin, dass sich der Liquiditäts- und Veräußerungskanal teilweise mit dem Investorenpool-Argument überschneidet.[32] Beide Wirkungskanäle betreffen die Tiefe des für regulierte Netzinfrastruktur relevanten EK-Markts, allerdings aus unterschiedlichen Perspektiven. Das Investorenpool-Argument beschreibt die Herausforderung der 4ÜNB, zusätzliches EK einzuwerben. Der Liquiditäts- und Veräußerungskanal beschreibt demgegenüber die Perspektive heutiger und potenzieller Investoren: Sie berücksichtigen bereits bei ihrer Investitionsentscheidung, ob und zu welchen Konditionen sie ihre Beteiligung später veräußern können. Die vom BNetzA-Gutachter hervorgehobene Überschneidung spricht daher nicht gegen diesen Wirkungskanal, sondern bestätigt, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina die Finanzierungsbedingungen entlang des gesamten Investitionszyklus beeinflussen können.

Der Verweis von Frontier Economics (2026) auf angeblich fehlende Spillover-Effekte entkräftet den Wirkungskanal nicht.

Frontier Economics (2026) argumentiert zudem, ein Liquiditäts- und Veräußerungseffekt könne nicht spezifisch die deutschen ÜNB betreffen, sondern müsse gegebenenfalls den gesamten Markt für regulierte Energienetze erfassen.[33] Dem BNetzA-Gutachter zufolge müssten sich Illiquidität und damit verbundene Anstiege der EK-Kosten folglich auch bei regulierten Infrastrukturinvestitionen im Ausland beobachten lassen. Auch dieser Einwand entkräftet den Wirkungskanal nicht.

Zwar können außergewöhnlich hohe Kapitalbedarfe Spillover-Effekte auf andere Länder und Infrastruktursegmente auslösen. Steigt die Nachfrage nach EK in einem Marktsegment deutlich an, kann dies grundsätzlich auch die Renditeanforderungen in benachbarten Segmenten oder Regionen beeinflussen. Diese Spillover-Effekte sind jedoch nicht unbegrenzt. Breit diversifizierte Infrastrukturinvestoren streuen ihre Portfolios über Länder und Infrastruktursegmente. Dadurch sind verschiedene Länder und Infrastruktursegmente aus Investorensicht nicht beliebig austauschbar. Dies dämpft Spillover-Effekte. Der Liquiditäts- und Veräußerungseffekt ist insbesondere dort zu erwarten, wo zahlreiche ähnliche Vermögenswerte im selben Land, im selben Marktsegment und in derselben Investitionsphase gleichzeitig um EK konkurrieren. Genau dies ist bei den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern der Fall.

---

32 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 64 a).

33 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 64 c).

Frontier Economics (2026) erkennt den Wirkungskanal an anderer Stelle ausdrücklich an.

Im Übrigen weist der BNetzA-Gutachter an anderer Stelle selbst auf die Spillover-Effekte zwischen Ländern und Infrastruktursegmenten hin. Im Gutachten zur Kapitalkostenermittlung für den Flughafen Dublin führt der BNetzA-Gutachter aus, dass Infrastrukturinvestoren derzeit zwischen zahlreichen konkurrierenden Investitionsmöglichkeiten wählen können und Flughäfen deshalb weltweit in einem intensiven Wettbewerb um Kapital stehen: *„Schließlich stehen Infrastrukturinvestoren derzeit vor einer Vielzahl konkurrierender Investitionsmöglichkeiten. Die Investitionen in den Flughafen Dublin fallen in eine Phase, in der Investoren zahlreiche Alternativen für den Einsatz ihres Kapitals haben. So streben Länder weltweit einen raschen Übergang zu einer dekarbonisierten Wirtschaft an, was zu einer hohen Nachfrage nach Investitionen in Energienetze und Energieerzeugung führt. Gleichzeitig ist der Kapitalbedarf für Rechenzentren weltweit stark gestiegen; zur Bereitstellung von Rechenkapazitäten für Anwendungen der Künstlichen Intelligenz werden Investitionen in Milliardenhöhe über Fremd- und Eigenkapitalmärkte finanziert. Flughäfen stehen deshalb weltweit in einem intensiven Wettbewerb um Kapital. Bei der Ermittlung des WACC ist daher zu berücksichtigen, dass der Flughafen Dublin in den kommenden fünf Jahren fortlaufend Zugang zu den Kapitalmärkten benötigt. Dies gilt insbesondere deshalb, weil der Flughafen im Zeitraum 2027 bis 2031 wiederholt Kapital aufnehmen muss, um das im Geschäftsplan vorgesehene erhebliche Wachstum der regulatorischen Vermögensbasis (RAB) zu finanzieren."*[34] (Übersetzung durch NERA)

Um den fortlaufenden Zugang zu Kapitalmärkten zu gewährleisten, empfiehlt der BNetzA-Gutachter eine Erhöhung des gewichteten Kapitalkostensatzes (englisch: „Weighted Average Cost of Capital", kurz: „WACC") um 50 Basispunkte.[35] Dieses Vorgehen stützt den hier relevanten Punkt: Hohe Investitionsbedarfe und konkurrierende Infrastrukturinvestitionen können die Finanzierungskonditionen beeinflussen und damit für den EK-Zinssatz relevant sein.

Die Ausführungen von Betzer et al. (2026) bleiben auf einer abstrakten kapitalmarkttheoretischen Ebene und gehen an der Argumentation des NERA-Gutachtens vorbei.

Betzer et al. (2026) behandeln den Liquiditätsaspekt vor allem aus der Perspektive der wissenschaftlichen Literatur zu börsennotierten Wertpapieren, Liquiditätsmaßen und Faktormodellen.[36] Diese Diskussion ist für die abstrakte kapitalmarkttheoretische Einordnung von Liquiditätsprämien relevant. Sie liegt jedoch weit entfernt von der konkreten Finanzierungssituation der 4ÜNB. Betzer et al. (2026) stellen dabei nicht in Frage, dass Illiquidität grundsätzlich wert- und renditerelevant sein kann. Sie verweisen selbst auf die Literatur zu Illiquiditätsprämien, unter anderem auf Acharya & Pedersen

---

34 Frontier Economics (2026): WACC for the 2026 determination - A report prepared for Dublin Airport, S. 3f. Englisches Originalzitat: *„Lastly, infrastructure investors currently have many competing opportunities for capital. Investment for Dublin Airport is arriving at a time when investors have many options for where capital can be deployed. For example, countries all over the world are seeking rapid progress towards a decarbonised future, with high demand for investment in energy networks and energy generation. At the same time, there has been rapid growth in the capital required for data centres globally – with multi-billion debt and equity market investments being made to provide computing power for AI. As a result, airports face intense competition globally for capital. It is important that the WACC is estimated with a clear consideration of the need to have ongoing access to capital markets over the next five years. Particularly as Dublin Airport will need to access capital markets regularly over 2027 to 2031 to finance the significant RAB growth contained in the business plan."*

35 Umgerechnet auf den EK-Zinssatz (nach Steuern, bei einer EK-Quote von 40%) entspricht dies einem Aufschlag in Höhe von 84 Basispunkten.

36 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Kapitel IV.3.

(2005), und erkennen an, dass eingeschränkte Liquidität mit Renditeaufschlägen oder Bewertungsabschlägen verbunden sein kann.[37]

Die Einwände der BNetzA-Gutachter gegen die Ausführungen im NERA-Gutachten betreffen vielmehr die Frage, ob sich aus dieser Literatur ein isolierter, dauerhaft belastbarer und punktgenau quantifizierbarer Aufschlag für die 4ÜNB ableiten lässt. Darauf kommt es im vorliegenden Zusammenhang jedoch nicht an. Der CAPEX-Aufschlag wird nicht als isolierte Illiquiditätsprämie hergeleitet. Maßgeblich ist vielmehr der im NERA-Gutachten dargestellte Wirkungskanal, wonach außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina die Veräußerungsbedingungen für bestehende EK-Geber verschlechtern und dadurch die Renditeanforderungen der Investoren erhöhen können. Mit diesem Wirkungskanal setzen sich Betzer et al. (2026) nicht auseinander.

3.2. Die Kapitalmarktpraxis berücksichtigt außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina konsistent als Risikofaktor

Ratingberichte stellen die bestverfügbare Kapitalmarktevidenz für die Beurteilung der tatsächlichen Finanzierungssituation der 4ÜNB dar.

Kapitel 3.1 hat gezeigt, dass die außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität der 4ÜNB über verschiedene Wirkungskanäle risikoerhöhend wirken. Da sich diese Wirkung mangels geeigneter börsennotierter Vergleichsunternehmen nicht unmittelbar anhand von Aktienmarktdaten beobachten lässt, ist ergänzende kapitalmarktbasierte Evidenz heranzuziehen.

Besonders aussagekräftig sind hierbei die Einschätzungen von Ratingagenturen und Fremdkapitalinvestoren („FK-Investoren"). Anders als die Beta-Vergleichsgruppe beziehen sich ihre Analysen unmittelbar auf die tatsächliche Situation der 4ÜNB und berücksichtigen damit die außergewöhnliche CAPEX-Intensität. Ratingagenturen bewerten die Fähigkeit eines Unternehmens, seine finanziellen Verpflichtungen zu erfüllen, und analysieren hierzu die wesentlichen Geschäfts- und Finanzierungsrisiken. Ihre Methodologien und Ratingberichte zeigen, welche Risiken Kapitalmarktteilnehmer als wertrelevant ansehen.

Ratingagenturen berücksichtigen die CAPEX-Intensität explizit als Risikofaktor.

Die Methodologien internationaler Ratingagenturen berücksichtigen die Höhe des Investitionsprogramms als eigenständigen Risikofaktor. Besonders transparent geht dies aus der Ratingmethodologie von Moody's für regulierte Strom- und Gasnetzbetreiber hervor. Moody's bewertet dort den *„Scale and Complexity of Capital Programme"* als eigenständigen Bestandteil des Geschäftsrisikoprofils. Maßgeblich ist dabei insbesondere das Verhältnis der Investitionsausgaben zum bestehenden Sachanlagevermögen. Unternehmen mit außergewöhnlich hoher CAPEX-Intensität werden insoweit einem höheren Geschäftsrisiko zugeordnet. Die Ratingmethodologie erkennt damit ausdrücklich an, dass außergewöhnlich hohe Investitionsprogramme das Geschäftsrisiko eines Netzbetreibers unabhängig von seiner Finanzierungsstruktur erhöhen. Die Moody's-Methodik ist im NERA-Gutachten ausführlich dargestellt.[38]

---

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

38 NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina, Kapitel 4.2.1.

Die außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität prägt die Risikoeinschätzungen der Ratingagenturen zu den 4ÜNB. Auf das erhöhte EK-Risiko wird explizit hingewiesen.

Die Berücksichtigung außergewöhnlich hoher Investitionsvolumina beschränkt sich dabei nicht auf die zugrundeliegenden Ratingmethodologien. Die CAPEX-Intensität ist vielmehr das dominierende Thema der aktuellen Ratingberichte zu den deutschen Übertragungsnetzbetreibern. Ratingagenturen identifizieren die außergewöhnlich hohen Investitionsprogramme übereinstimmend als wesentlichen Treiber des aktuellen Risikoprofils:

- So verweist Moody's auf die mit den außergewöhnlich hohen Investitionsprogrammen verbundenen Umsetzungsrisiken: *„Das Baa1-Rating wird durch das sehr umfangreiche Investitionsprogramm des Unternehmens in Höhe von rund 67 Mrd. € im Zeitraum 2026 bis 2030 belastet, das mit **gewissen Umsetzungsrisiken** verbunden ist, sowie durch die im Vergleich zu europäischen Vergleichsunternehmen schwachen Cashflow-basierten Kreditkennzahlen (die allerdings mit denen anderer deutscher Übertragungsnetzbetreiber vergleichbar sind) während einer Phase hoher Investitionstätigkeit."*[39] *(Übersetzung und Hervorhebung durch NERA)*

- Standard & Poor's hebt hervor, dass das Investitionsprogramm mit operativen Risiken verbunden sei und stellt ausdrücklich den Bezug zum EK her. Nach Einschätzung von Standard & Poor's wird entscheidend sein, ob die künftige regulatorische EK-Verzinsung ausreicht, um das aufgrund der deutlich höheren Kapitalintensität gestiegene EK-Risiko angemessen zu kompensieren und ausreichend EK für die außergewöhnlich umfangreiche Investitionsphase zu mobilisieren: *„[…], die Umsetzung des Investitionsprogramms von 67 Mrd. € in den Jahren 2026 bis 2030 beinhaltet **erhebliche operative Risiken** […]."*[40] Und*: „[Wir] erwarten, dass sich die regulatorische Verzinsung ab 2029 verbessert, wobei Unsicherheit hinsichtlich des Ausmaßes der Erhöhung sowie darüber besteht, ob diese ausreichend sein wird, um das **aufgrund der deutlich höheren Kapitalintensität gestiegene Eigenkapitalrisiko** angemessen zu kompensieren und in der Phase der umfangreichen Investitionen ausreichend Kapital anzuziehen."*[41] *(Übersetzung und Hervorhebung durch NERA)*

- Auch Fitch verweist auf die Umsetzungsrisiken im Zusammenhang mit dem Investitionsprogramm: *„Die sehr hohen Investitionsvolumina gehen mit **erhöhten Umsetzungsrisiken** einher."*[42] *(Übersetzung und Hervorhebung durch NERA)*

---

39 Englisches Originalzitat: *„The Baa1 rating is constrained by the company's very large capital expenditure programme, amounting to about €67 billion over the 2026-30 period, which entails some execution risk; and its weak cashflow-based credit metrics relative to European peers (albeit comparable to those of other German electricity transmission system operators) during a period of elevated investment."* Quelle: Moody's, Credit Opinion (08.04.2026): TenneT GmbH & Co. KG: New Issuer – First-time Baa1 rating, Seite 1.

40 Englisches Originalzitat: *„[…] the execution of the €67 billion capex plan over 2026–2030 embeds significant operational risk […]."* Quelle: S&P Global Ratings (2026): Research Update: TenneT GmbH & Co. KG Assigned 'BBB+/A-2' Preliminary Issuer Credit Ratings; Outlook Stable, 24.03.2026, Seite 4.

41 Englisches Originalzitat: *„[We] expect the regulatory return to improve from 2029 with uncertainty about the extent of increase and whether this will be adequate to compensate for higher equity risk due to much higher capital intensity and attract sufficient capital in the massive investment period."*[41] Quelle: S&P Global Ratings, Research Update (24.03.2026): TenneT GmbH & Co. KG Assigned 'BBB+/A-2' Preliminary Issuer Credit Ratings; Outlook Stable, Seite 3.

42 Englisches Originalzitat: *„Massive Capex Implies Execution Risk: […]."* Fitch Ratings, Rating Report (21.04.2026): TenneT GmbH & Co. KG, Seite 1.

Die drei führenden Ratingagenturen gelangen damit unabhängig voneinander zu einem übereinstimmenden Ergebnis. Außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina werden als eigenständiger Risikofaktor verstanden, der das Geschäftsrisiko der Übertragungsnetzbetreiber erhöht.

Betzer et al. (2026) bestreiten die Aussagekraft der unmittelbar relevanten Kapitalmarktevidenz und leiten ihre Schlussfolgerungen stattdessen aus abstrakten Kapitalmarktmodellen ab.

Dieses Ergebnis steht in Widerspruch zu den Ausführungen von Betzer et al. (2026). Die BNetzA-Gutachter vertreten die Auffassung, bei ökonomisch sinnvollen und behördlich geprüften Investitionsprogrammen erfolge keine entsprechende Risikobewertung durch Ratingagenturen.[43] Die Investitionsprogramme der 4ÜNB sind jedoch regulatorisch bestätigt und für die Umsetzung der Energiewende erforderlich. Gleichwohl identifizieren Moody's, Standard & Poor's und Fitch die außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina ausdrücklich als eigenständigen Risikofaktor und verweisen auf erhebliche Umsetzungsrisiken, operative Risiken sowie ein aufgrund der deutlich höheren Kapitalintensität erhöhtes EK-Risiko. Die gegenteilige Auffassung von Betzer et al. (2026) wird durch die veröffentlichten Ratingberichte der 4ÜNB widerlegt und ist mit der tatsächlich beobachtbaren Kapitalmarktevidenz unvereinbar.

Darin zeigt sich zugleich eine unausgewogene Würdigung der verfügbaren Evidenz durch die BNetzA-Gutachter. Betzer et al. (2026) stützen ihre Schlussfolgerungen maßgeblich auf theoretische Kapitalmarktmodelle, abstrakte finanzwirtschaftliche Überlegungen und Evidenz aus börsennotierten Vergleichsunternehmen, deren CAPEX-Intensität die Situation der 4ÜNB gerade nicht repräsentiert. Die unmittelbar für den konkreten Sachverhalt verfügbare Kapitalmarktevidenz wird demgegenüber nicht hinreichend gewürdigt. Gerade dieser spezifischen Kapitalmarktevidenz kommt für die Beurteilung der tatsächlichen Finanzierungssituation der 4ÜNB jedoch die höchste Aussagekraft zu.

Der von den Ratingagenturen identifizierte Risikoanstieg betrifft auch EK-Investoren.

Die Ratingberichte dienen der Bonitätsbeurteilung. Die dort identifizierten Risiken betreffen jedoch das Geschäftsrisiko der Übertragungsnetzbetreiber insgesamt und gehen damit der Aufteilung der Zahlungsströme auf FK- und EK-Geber logisch voraus. EK-Geber tragen diese Risiken sogar in besonderem Maße, da ihre Ansprüche gegenüber den FK-Gebern nachrangig sind.

Wenn professionelle FK-Investoren außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina übereinstimmend als eigenständigen Risikofaktor bewerten, ist dies ein starkes Indiz dafür, dass dieses Risiko auch für EK-Investoren relevant ist. Es ist ökonomisch nicht plausibel, dass ein Risiko, das bereits die Ansprüche von FK-Gebern beeinträchtigen kann, von den nachrangigen EK-Gebern vollständig unberücksichtigt bleibt. Außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina sind daher nicht nur in den Renditeanforderungen von FK-Investoren, sondern auch von EK-Investoren zu berücksichtigen.

---

[43] Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber. Seite 22f: *„Zur Vorgehensweise von Ratingagenturen bemerken wir, dass diese bei größeren Unternehmen die Investitionsprogramme und deren geplante Finanzierung sehr sorgfältig und unternehmensindividuell prüfen. Handelt es sich um ökonomisch sinnvolle Programme, deren solide Finanzierung sichergestellt ist, so wird aus unserer Sicht kein Rating-Abschlag erfolgen."* Seite 24: *„NERAs pauschale Aussage „Die Bonitätsbewertung ist umso niedriger, je umfangreicher das Investitionsprogramm ist", kann zwar im Hinblick auf die Gesamtheit aller Unternehmen tendenziell stimmen, sie gilt aber sicher nicht in jedem Einzelfall. Und sicher nicht, wenn die Programme behördlich geprüft wurden."*

Hinzu kommt, dass Standard & Poor's den Zusammenhang mit den EK-Kosten explizit herstellt und darauf hinweist, dass die künftige regulatorische EK-Verzinsung ausreichen müsse, um das aufgrund der deutlich höheren Kapitalintensität gestiegene EK-Risiko angemessen zu kompensieren. Die verfügbare Kapitalmarktevidenz bestätigt damit die im NERA-Gutachten vertretene Auffassung, dass die außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina bei der Festlegung einer angemessenen EK-Verzinsung zu berücksichtigen sind.

3.3. Die Schlussfolgerung „kein CAPEX-Aufschlag" beruht auf zwei restriktiven und unerfüllten Annahmen

Betzer et al. (2026) erkennen zwar Risiken im Zusammenhang mit der CAPEX-Intensität an, sprechen sich aber gegen einen CAPEX-Aufschlag aus. Diese Einschätzung basiert auf zwei restriktiven und unerfüllten Annahmen.

Der zentrale Kritikpunkt von Betzer et al. (2026) richtet sich weniger gegen die Erkenntnis, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina die Finanzierungssituation und das Risikoprofil der 4ÜNB beeinflussen können. An mehreren Stellen erkennen Betzer et al. (2026) vielmehr ausdrücklich an, dass hohe Investitionsvolumina Finanzierungs- und Strukturierungsprobleme verursachen können, dass Investitionsverpflichtungen während der Ausbauphase risikoerhöhend wirken können und dass Illiquidität grundsätzlich mit Renditeaufschlägen oder Bewertungsabschlägen verbunden sein kann.[44] Die eigentliche Kritik setzt an einer anderen Stelle an. Betzer et al. (2026) bezeichnen es als den *„entscheidenden Denkfehler"* beziehungsweise den *„großen Mangel"* des NERA-Gutachtens, dass dort nicht zwischen diversifizierbaren und nicht-diversifizierbaren Risiken unterschieden werde. Da aus ihrer Sicht nur nicht-diversifizierbare Risiken einen höheren EK-Zinssatz rechtfertigen könnten und NERA einen entsprechenden Nachweis nicht führe, gelangen sie zu der Schlussfolgerung, dass ein CAPEX-Aufschlag nicht gerechtfertigt sei.

Abbildung 4 verdeutlicht, dass diese Schlussfolgerung nur unter zwei restriktiven Annahmen folgt. Erstens unterstellen Betzer et al. (2026), dass die mit außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina verbundenen Risiken vollständig diversifizierbar sind. Zweitens unterstellen sie, dass Kapitalmarktinvestoren für diversifizierbare Risiken keinerlei zusätzliche Kompensation verlangen. Ob diese beiden Annahmen zutreffen, lässt sich anhand von zwei zugrunde liegenden Fragen prüfen:

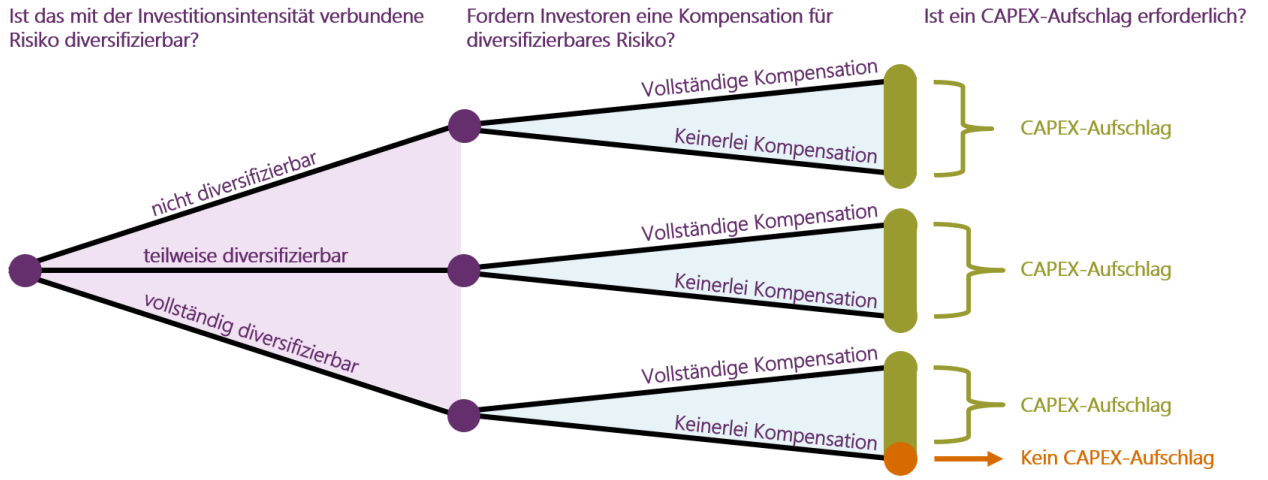
1) Verursachen außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina ausschließlich diversifizierbare Risiken?

2) Und verlangen Kapitalmarktinvestoren für diversifizierbare Risiken tatsächlich keinerlei zusätzliche Kompensation?

Nur wenn beide Fragen bejaht werden, folgt die Schlussfolgerung „kein CAPEX-Aufschlag". Bereits wenn eine der beiden Fragen anders beantwortet wird, ist ein CAPEX-Aufschlag erforderlich. Die Schlussfolgerung von Betzer et al. (2026) beschreibt damit lediglich einen einzelnen Extrempunkt innerhalb eines Kontinuums möglicher Antworten.

[44] Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 13.

Abbildung 4: Ein Verzicht auf den CAPEX-Aufschlag folgt nur unter einer singulären Kombination zweier restriktiver Annahmen, die in der Realität nicht erfüllt sind



Quelle: NERA-Darstellung. Die eingefärbten Flächen zwischen den Ästen illustrieren, dass es sich jeweils um einen kontinuierlichen und nicht um einen diskreten Beantwortungsraum handelt.

Die Risiken im Zusammenhang mit ausgeprägter CAPEX-Intensität sind entgegen der ersten Annahme von Betzer et al. (2026) nicht vollständig diversifizierbar.

Die erste Annahme ist nicht erfüllt. Wie Kapitel 3.1 verdeutlicht hat, weisen mehrere der beschriebenen Wirkungskanäle zumindest teilweise nicht-diversifizierbare Komponenten auf. Dies gilt zum Beispiel für den Operating-Leverage-Kanal. Betzer et al. (2026) erkennen selbst an, dass hohe Investitionsverpflichtungen während der Ausbauphase risikoerhöhend wirken können und bezeichnen die daraus resultierende Beta-Erhöhung als *„theoretisch begründbar"*.[45] Dies wurde im Wissenschaftsdialog vom 24. Juni 2026 auch von Prof. Hachmeister unter Verweis auf die einschlägige Literatur bestätigt.[46] Außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina erhöhen daher auch das nicht-diversifizierbare Risiko.

Die bloße Einordnung eines Risikos als diversifizierbar genügt nicht, um auszuschließen, dass hierfür eine Kompensation verlangt wird.

Auch die zweite Annahme ist nicht belegt. Zwar folgt unter den Modellannahmen der Portfoliotheorie, dass diversifizierbare Risiken keine zusätzliche Renditekompensation rechtfertigen. Die BNetzA-Gutachter führen jedoch keinen Nachweis, dass diese Annahme das tatsächliche Marktgleichgewicht bei Infrastrukturinvestitionen zutreffend beschreibt. Die bloße Einordnung eines Risikos als diversifizierbar genügt daher nicht, um zu begründen, dass Kapitalmarktakteure dieses Risiko tatsächlich nicht bepreisen. So können zum Beispiel Kapitalmarktfriktionen dazu führen, dass die Modellannahmen der klassischen Portfoliotheorie die tatsächliche Finanzierungssituation regulierter Infrastrukturinvestitionen nicht vollständig erfassen.

Die Relevanz kapitalmarkttheoretisch diversifizierbarer Risiken lässt sich an einem einfachen Beispiel aus dem Regulierungskontext verdeutlichen. Man stelle sich einen regulatorischen Effizienzvergleich

[45] Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber. Seite 20.

[46] BNetzA (2026): Wissenschaftsdialog zur EK- und FK-Verzinsung für Übertragungsnetzbetreiber am 24.06.2026 – Chatverlauf, Beitrag von Prof. Dr. Dirk Hachmeister (10:31 Uhr).

vor, der dazu führt, dass ein Netzbetreiber künftig nur einen Teil seiner tatsächlich entstandenen Kosten über die Netzentgelte zurückverdienen kann, weil ein anderer Teil als ineffizient eingestuft wird. Unterstellt man, dass dieses Risiko vollständig unabhängig vom Konjunkturzyklus ist, wäre es nach der klassischen Portfoliotheorie diversifizierbar. Die praktische Finanzierung regulierter Infrastrukturinvestitionen zeigt jedoch, dass Investoren ein solches regulatorisches Risiko gleichwohl bei ihren Investitionsentscheidungen berücksichtigen und hierfür eine Kompensation verlangen. Das Beispiel verdeutlicht, dass aus der bloßen Einordnung eines Risikos als diversifizierbar nicht ohne Weiteres geschlossen werden kann, dass dieses Risiko im tatsächlichen Marktgleichgewicht unbepreist bleibt.[47]

Die bestverfügbare Kapitalmarktevidenz bestätigt den CAPEX-Aufschlag unabhängig von der theoretischen Einordnung einzelner Risiken.

Die Kontroverse um die Diversifizierbarkeit der CAPEX-bedingten Risiken und ihre Implikationen für den angemessenen EK-Zinssatz, lässt sich auch aus einer anderen Perspektive betrachten. Die vorstehenden Kapitel 3.1 und 3.2 untersuchen nicht primär, ob einzelne Wirkungskanäle nach den Annahmen idealisierter Kapitalmarktmodelle diversifizierbar sind. Sie untersuchen vielmehr, wie Kapitalmarktakteure außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina tatsächlich bewerten. Kapitel 3.2 zeigt, dass Ratingagenturen und damit institutionelle FK-Investoren außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina ausdrücklich als risiko- und renditerelevanten Faktor behandeln und hierfür eine Kompensation verlangen. FK- und EK-Geber finanzieren letztlich dieselben operativen Cashflows eines Unternehmens. EK-Geber tragen dabei sogar das Residualrisiko und erhalten Zahlungen erst, nachdem sämtliche Verpflichtungen gegenüber FK-Gebern erfüllt wurden. Wenn bereits breit diversifizierte FK-Investoren außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina als Risikofaktor bewerten und bei ihren Renditeanforderungen einpreisen, kann nicht zugleich angenommen werden, dass EK-Geber dieses Risiko vollständig unberücksichtigt lassen. Andernfalls ließe sich die Finanzierung eines Unternehmens durch eine stärkere EK-Finanzierung systematisch verbilligen, weil bestimmte Geschäftsrisiken nur gegenüber FK-Gebern, nicht aber gegenüber EK-Gebern vergütet werden müssten. Ein solches Ergebnis widerspräche grundlegenden finanzwirtschaftlichen Zusammenhängen und der marktüblichen Finanzierungspraxis.

Für diese Beobachtung gibt es, um die Brücke zur Portfoliotheorie zu schlagen, letztlich nur zwei Erklärungen. Entweder sind die mit hohen Investitionsvolumina verbundenen Risiken zumindest teilweise nicht-diversifizierbar und werden deshalb von Investoren eingepreist. Oder Investoren verlangen zumindest teilweise auch für diversifizierbare Risiken eine zusätzliche Kompensation. Welche dieser beiden Erklärungen im Einzelfall überwiegt, ist nicht entscheidend. In beiden Fällen folgt, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina bei der Bestimmung des regulatorischen EK-Zinssatzes zu berücksichtigen sind.

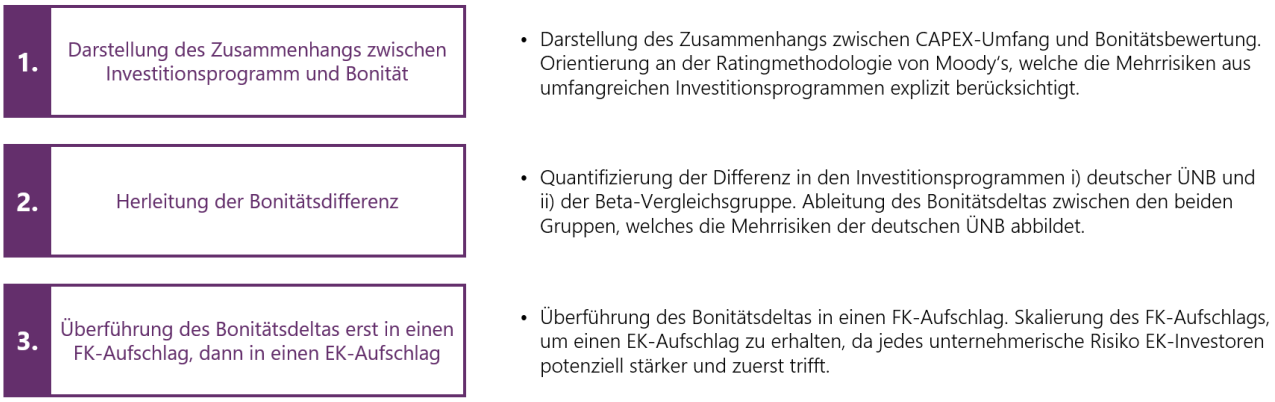
[47] Dementsprechend ist es in der europäischen Infrastrukturregulierungspraxis auch üblich, dass bestimmte Risiken unabhängig von ihrer kapitalmarkttheoretischen Einordnung als diversifizierbar oder nicht-diversifizierbar bei der Kapitalkostenermittlung berücksichtigt werden. Beispiele sind WACC-Aufschläge für Länderrisiko in Zentral- und Südeuropa.

4. Die Anpassung des EK-Zinssatzes ist anhand ergänzender kapitalmarktbasierter Evidenz zu quantifizieren

Der CAPEX-Aufschlag lässt sich anhand ergänzender kapitalmarktbasierter Evidenz transparent quantifizieren.

Der CAPM-EK-Zinssatz auf Basis der Beta-Vergleichsgruppe reflektiert die CAPEX-Intensität der 4ÜNB nicht angemessen (Kapitel 2). Zur Korrektur der daraus resultierenden Unterschätzung ist ein CAPEX-Aufschlag erforderlich (Kapitel 3). Die Quantifizierung dieses Aufschlags kann mangels Repräsentativität für die CAPEX-Intensität nicht unmittelbar anhand börsennotierter Vergleichsunternehmen erfolgen. Es ist daher erforderlich, auf ergänzende kapitalmarktbasierte Evidenz zurückzugreifen. Naheliegender Ausgangspunkt hierfür sind die Einschätzungen von FK-Investoren und Ratingagenturen. Innerhalb der dort verfügbaren Evidenz stellt die Ratingmethodologie von Moody's die transparenteste und am detailliertesten dokumentierte Grundlage dar. Daher erfolgt die Quantifizierung des CAPEX-Aufschlags ausgehend von der Moody's-Ratingmethodologie. Das NERA-Gutachten vom 18. Januar 2026 enthält sämtliche Details der Quantifizierung;[48] im Folgenden werden lediglich ihre wesentlichen Schritte zusammengefasst.

Abbildung 5: Der Aufschlag auf den EK-Zinssatz lässt sich ausgehend von der Moody's-Methodologie transparent ermitteln



Quelle: NERA-Darstellung

Die Quantifizierung erfolgt in drei Schritten. Im ersten Schritt wird die zusätzliche CAPEX-Intensität der 4ÜNB gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe bestimmt. Im zweiten Schritt wird anhand der Ratingmethodologie von Moody's untersucht, wie sich diese zusätzliche CAPEX-Intensität auf das Risikoprofil auswirkt. Im dritten Schritt wird dieser zusätzliche Risikoanstieg in einen Aufschlag auf den EK-Zinssatz übersetzt. Im Ergebnis führt die Methodik zu einem CAPEX-Aufschlag auf den EK-Zinssatz in Höhe von 1,0 bis 1,6 Prozentpunkten (nach Steuern).[49]

48 NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina, Kapitel 4.

49 NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina, Kapitel 4.4.

Die Methodik ist trennscharf. Regulatorische Maßnahmen zur Verbesserung des Cashflow-Profils würden den CAPEX-Aufschlag nicht überflüssig machen.

Die Methodik ist in zweierlei Hinsicht besonders trennscharf. Erstens berücksichtigt sie ausschließlich die zusätzliche CAPEX-Intensität gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe. CAPEX-bedingte Risiken, die bereits in den Betafaktoren der Vergleichsunternehmen enthalten sind, bleiben unberücksichtigt. Zweitens beschränkt sich die Quantifizierung auf denjenigen Bestandteil der Moody's-Ratingmethodologie, der ausschließlich den Umfang und die Komplexität des Investitionsprogramms als eigenständigen Risikofaktor berücksichtigt.

Die Moody's-Ratingmethodologie berücksichtigt daneben auch quantitative Cashflow-Kennzahlen, insbesondere Funds from Operations (FFO) und Retained Cash Flow (RCF) im Verhältnis zur Verschuldung (siehe Tabelle 1). Hohe Investitionsvolumina verschlechtern typischerweise auch diese Cashflow-Kennzahlen und würden dadurch zusätzlichen Druck auf das Rating ausüben. Von diesen Effekten abstrahiert die NERA-Methodik jedoch bewusst. Die BNetzA hat im Wissenschaftsdialog am 24. Juni zutreffend darauf hingewiesen, dass regulatorische Maßnahmen den zeitlichen Anfall der Cashflows beeinflussen und dadurch diese Kennzahlen stabilisieren können. Selbst wenn solche Maßnahmen die Entwicklung dieser quantitativen Cashflow-Kennzahlen teilweise abmildern, ändert dies jedoch nichts an dem hier betrachteten Risiko außergewöhnlich hoher Investitionsvolumina. Dieses Risiko entsteht aus dem Umfang und der Komplexität des Investitionsprogramms selbst und bleibt auch bei einer verbesserten Cashflow-Entwicklung bestehen. Regulatorische Maßnahmen, die auf die Cashflow-Kennzahlen abzielen, können daher zwar einen Teil der Ratingeffekte mindern, stellen den hier quantifizierten CAPEX-Aufschlag jedoch nicht in Frage.

Tabelle 1: Die Moody's-Methodologie berücksichtigt neben der CAPEX-Intensität auch Finanzkennzahlen

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.

Die Kritikpunkte des BNetzA-Gutachters an der Methodik zur Quantifizierung des CAPEX-Aufschlags greifen nicht durch.

Frontier Economics (2026) erhebt gegen die im NERA-Gutachten erläuterte Methodik mehrere Einwände.[50] Der zentrale Kritikpunkt betrifft die isolierte Betrachtung des Moody's-Risikofaktors *„Umfang und Komplexität des Investitionsprogramms"*.[51] Der BNetzA-Gutachter argumentiert, Ratings würden stets durch das Zusammenwirken mehrerer Faktoren bestimmt; die isolierte Betrachtung eines einzelnen Ratingfaktors sei deshalb inkonsistent. Diese Kritik greift nicht. Ziel der NERA-Methodik ist gerade nicht die Simulation des tatsächlichen Unternehmensratings der 4ÜNB, sondern die Quantifizierung des zusätzlichen CAPEX-bedingten Risikoanstiegs gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe. Gerade deshalb werden die quantitativen Cashflow-Kennzahlen bewusst ausgeklammert. Sie können durch unternehmensindividuelle Finanzierungsentscheidungen oder regulatorische Maßnahmen beeinflusst werden und würden den hier betrachteten CAPEX-bedingten Risikoanstieg mit anderen Effekten vermischen. Die isolierte Betrachtung des Risikofaktors „Umfang und Komplexität des Investitionsprogramms" ermöglicht eine transparente ceteris-paribus-Abschätzung des CAPEX-bedingten Risikobeitrags. Diese Differenzialbetrachtung stellt eine Stärke des Ansatzes dar.

Der BNetzA-Gutachter verweist darüber hinaus auf mehrere Annahmen in der Methodik.[52] Die Existenz von Annahmen spricht nicht per se gegen eine Methodik. Entscheidend ist vielmehr, dass die zugrunde liegenden Annahmen transparent offengelegt, anhand von Sensitivitätsanalysen auf ihre Robustheit überprüft und durch zusätzliche Evidenz plausibilisiert werden. Dies erfolgt im NERA-Gutachten. Die einzige Annahme, die der BNetzA-Gutachter konkret beanstandet, betrifft den verwendeten Skalierungsfaktor zwischen FK- und EK-Risikoprämien.[53] Genau diese Annahme behandelt das NERA-Gutachten jedoch ausdrücklich.[54] Das NERA-Gutachten überprüft die näherungsweise Gültigkeit des unterstellten linearen Zusammenhangs bei kleinen Änderungen durch Sensitivitätsanalysen, betrachtet Präzedenzfälle zur Plausibilisierung und legt den weiteren Berechnungen bewusst einen konservativen Wert innerhalb der plausiblen Bandbreite zugrunde. Die Übertragung bonitätsbasierter Risikoprämien auf EK-Risikoprämien ist im Übrigen auch in der Bewertungspraxis etabliert. So skaliert beispielsweise Prof. Damodaran auf Bonitätsdifferenzen basierende FK-Länderrisikoprämien anhand eines linearen Skalierungsfaktors auf EK-Länderrisikoprämien.[55] Der BNetzA-Gutachter kritisiert damit keine unbeachtete Schwäche der Methodik, sondern eine Annahme, die im Gutachten ausdrücklich offengelegt ist, auf ihre Robustheit überprüft wurde und in der Bewertungspraxis geläufig ist.

NERA und der niederländische Regulierer gelangen trotz unterschiedlicher Methoden zu einer ähnlichen Größenordnung für den CAPEX-Aufschlag.

Im Wissenschaftsdialog am 24. Juni 2026 hat der BNetzA-Gutachter Frontier Economics ausgeführt, eine Orientierung an der niederländischen Vorgehensweise gegenüber der NERA-Methodik zu

50 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, Kapitel 7.

51 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 79.

52 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 80.

53 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 82.

54 NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina, Kapitel 4.3.4 sowie dazugehöriger Anhang C.

55 Damodaran (2024): Country Risk: Determinants, Measures, and Implications – The 2024 Edition.

präferieren. Auch der niederländische Ansatz trägt dem zusätzlichen Risiko außergewöhnlich hoher Investitionsvolumina Rechnung und führt im Ergebnis zu einem CAPEX-Aufschlag in vergleichbarer Größenordnung. Bei einer kalkulatorischen EK-Quote von 40 % entspricht der von der niederländischen Regulierungsbehörde festgelegte Mechanismus einem CAPEX-Aufschlag von 1,55 Prozentpunkten.[56] Dieser liegt am oberen Ende der im NERA-Gutachten ermittelten Bandbreite von 1,0 bis 1,6 Prozentpunkten. Der Unterschied liegt damit weniger im Ergebnis als in der Methodik. Während der niederländische Ansatz den Aufschlag durch eine pauschale Anhebung des Betafaktors um eine Standardabweichung ermittelt, stellt der NERA-Ansatz einen expliziten empirischen Zusammenhang zwischen der CAPEX-Intensität und der Höhe des CAPEX-Aufschlags her. Dadurch lässt sich der zusätzliche CAPEX-bedingte Risikoanstieg transparent, trennscharf und auf Grundlage kapitalmarktbasierter Evidenz quantifizieren.

[56] NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina, Seite 14.

5. Die internationale Regulierungspraxis bestätigt CAPEX-bedingte Anpassungen des EK-Zinssatzes

Der BNetzA-Gutachter legt bei der Würdigung der internationalen Regulierungspraxis einen zu engen Vergleichbarkeitsmaßstab an.

Der BNetzA-Gutachter Frontier Economics (2026) setzt sich ausführlich mit den von NERA angeführten internationalen Präzedenzfällen auseinander, in denen Regulierungsbehörden außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina bei der Festlegung des EK-Zinssatzes berücksichtigt haben.[57] Dabei stellt der BNetzA-Gutachter nicht in Frage, dass zahlreiche Regulierungsbehörden bereits bei Investitionsvolumina deutlich unterhalb desjenigen der 4ÜNB CAPEX-bedingte Anpassungen des EK-Zinssatzes für erforderlich gehalten haben.[58] Dies ist zunächst bemerkenswert. Die CAPEX-Intensität der 4ÜNB ist sowohl im Zeitvergleich als auch im internationalen Vergleich außergewöhnlich hoch. Vor diesem Hintergrund ist nicht zu erwarten, dass zahlreiche Präzedenzfälle mit einer vergleichbaren Investitionsintensität existieren. Umso aussagekräftiger ist es, dass bereits für Netzbetreiber mit teilweise deutlich geringerer CAPEX-Intensität internationale Regulierungsbehörden CAPEX-bedingte Anpassungen der Kapitalverzinsung für erforderlich gehalten haben.

Im Mittelpunkt der Analyse des BNetzA-Gutachter steht allerdings dann Frage, inwiefern die ökonomische Begründung und die regulatorische Methodik der Präzedenzfälle aus den Niederlanden, Großbritannien, Belgien, Frankreich, Griechenland und den USA mit dem NERA-Gutachten übereinstimmen. Dabei legt der BNetzA-Gutachter einen sehr engen Maßstab an. Bereits Unterschiede bei den diskutierten Wirkungskanälen oder der regulatorischen Umsetzung – etwa eine Orientierung am oberen Ende einer CAPM-Bandbreite anstelle eines expliziten CAPEX-Aufschlags – werden als Argument gegen die Vergleichbarkeit angeführt.

Für die hier relevante Fragestellung greift dieser Maßstab zu kurz. Der Aussagegehalt der Präzedenzfälle liegt nicht darin, dass sämtliche Regulierungsbehörden dieselbe Methodik anwenden oder identischen Begründungen folgen. Entscheidend ist vielmehr, dass hohe Investitionsvolumina international wiederholt als eigenständiger Risikofaktor anerkannt und deshalb bei der Festlegung des EK-Zinssatzes berücksichtigt werden. Dass dies bereits bei teilweise deutlich geringerer CAPEX-Intensität geschieht, spricht erst recht für die Erforderlichkeit eines CAPEX-Aufschlags im vorliegenden Verfahren.

Der niederländische Präzedenzfall bestätigt sowohl einen zentralen Wirkungskanal als auch die Größenordnung des CAPEX-Aufschlags unter einer Kosten-Plus-Regulierung.

Insbesondere der niederländische Präzedenzfall weist eine hohe Übereinstimmung mit der Situation der deutschen Übertragungsnetzbetreiber auf. Wie bei den 4ÜNB erfolgt auch in den Niederlanden während einer außergewöhnlich investitionsintensiven Ausbauphase der Übergang zu einer Kosten-Plus-Regulierung. Die niederländische Regulierungsbehörde berücksichtigt die mit der

[57] Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, Kapitel 2 und 3.

[58] So beschreibt der BNetzA-Gutachter seine Beauftragung folgendermaßen: *„Auseinandersetzung mit angeführten internationalen Präzedenzfällen, dass Regulierungsbehörden bereits bei Investitionsvolumina unterhalb des ÜNB-Niveaus Aufschläge auf den EK-Zinssatz für erforderlich erachteten. Handelt es sich um vergleichbare Sachverhalte?"* Frontier Economics (2026): Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber - Wissenschaftsdialog zur EK- und FK-Verzinsung für Stromübertragungsnetzbetreiber, Folie 2.

außergewöhnlich hohen CAPEX-Intensität verbundenen Risiken durch einen expliziten Aufschlag den EK-Zinssatz.[59] Bei einer unterstellten EK-Quote von 40% beträgt dieser Aufschlag 1,55 Prozentpunkten und liegt damit am oberen Ende der im NERA-Gutachten ermittelten Bandbreite von 1,0 bis 1,6 Prozentpunkten.[60] Begründet wird der Aufschlag mit einer Erhöhung des nicht-diversifizierbaren Risikos durch erhöhtes Operating Leverage – und damit mit einem Wirkungskanal, der auch im NERA-Gutachten eine zentrale Rolle spielt.

Vor diesem Hintergrund überzeugt die Würdigung des niederländischen Präzedenzfalls durch Frontier Economics (2026) nicht. Der BNetzA-Gutachter verneint die Vergleichbarkeit mit der Begründung, gegenüber der spezifischen Argumentation des niederländischen Gutachters Brattle könnten *„konzeptionelle Kritikpunkte"* angeführt werden.[61] Diese Einwände betreffen jedoch nicht den Operating-Leverage-Wirkungskanal als solchen, sondern die spezifischen diesbezüglichen Ausführungen des behördlichen Gutachters in den Niederlanden. Wenn selbst ein Präzedenzfall mit weitgehender Übereinstimmung hinsichtlich Assetklasse, Regulierungsregime, Ausbauphase, Höhe des Aufschlags und zentralem Wirkungskanal nicht mehr als hinreichend vergleichbar angesehen wird, zeigt dies vor allem, dass der vom BNetzA-Gutachter angelegte Vergleichbarkeitsmaßstab zu eng ist. Hinzu kommt, dass der BNetzA-Gutachter den Zusammenhang zwischen außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina, steigendem Operating Leverage und erhöhtem Risiko in einem Gutachten für die BNetzA selbst ausdrücklich anerkennt.[62] Auch die anderen BNetzA-Gutachter Betzer et al. (2026) weisen unter Verweis auf Lehrbücher auf diesen Zusammenhang hin.[63]

Auch der Verweis des BNetzA-Gutachters, der niederländische Aufschlag werde lediglich während der außergewöhnlich investitionsintensiven Ausbauphase gewährt, begründet keine fehlende Vergleichbarkeit.[64] Das NERA-Gutachten trifft keine Aussage zur Geltungsdauer des CAPEX-Aufschlags. Aus der zeitlichen Begrenzung des niederländischen Aufschlags lässt sich daher keine fehlende Vergleichbarkeit mit dem NERA-Ansatz ableiten. Maßgeblich ist vielmehr, dass die niederländische Regulierungsbehörde außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina während einer investitionsintensiven Ausbauphase als eigenständigen Risikofaktor berücksichtigt. In einer solchen Phase befinden sich gegenwärtig und auf absehbare Zeit auch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Auch dieser Aspekt unterstreicht die Relevanz des niederländischen Präzedenzfalls.

Für den französischen Übertragungsnetzbetreiber empfiehlt der BNetzA-Gutachter aufgrund des gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe erhöhten Operating Leverage eine höhere EK-Verzinsung.

Die Würdigung des französischen Präzedenzfalls durch Frontier Economics (2026) überzeugt ebenfalls nicht.[65] Der BNetzA-Gutachter führt aus, die von NERA wiedergegebenen Aussagen aus

[59] Brattle (2021): The WACC for the Dutch Electricity TSO and Electricity and Gas DSOs, Seite 23ff.

[60] Das NERA-Gutachten nimmt auf den niederländischen Beschlussentwurf Bezug. Inzwischen wurde der Aufschlag auf den EK-Zinssatz bestätigt. Er beträgt umgerechnet auf den deutschen Regulierungsrahmen mit einer EK-Quote von 40% 1,55 Prozentpunkte (nach Steuern). Quelle: ACM (12.02.2026), Methodebesluit bijlage 3A WACC.

[61] Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 13.

[62] Frontier Economics, Zechner, Randl, IGES (2022): Bestimmung der Kapitalkosten für Eisenbahninfrastrukturunternehmen – 2022, Seite 53.

[63] Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 19f.

[64] Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 15.

[65] Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, Kapitel 3.

früheren Frontier-Economics-Gutachten seien teilweise aus dem Zusammenhang gerissen; zudem lägen die zugrunde liegenden Gutachten nicht vollständig öffentlich vor. Diese Einwände greifen nicht. Das maßgebliche Frontier-Economics-Gutachten aus dem TURPE-5-Verfahren im Auftrag der französischen Regulierungsbehörde CRE ist öffentlich verfügbar.[66] Darin stellt der BNetzA-Gutachter ausdrücklich einen Zusammenhang zwischen dem Operating Leverage und dem nicht-diversifizierbaren Risiko her und gelangt zu dem Ergebnis, dass sich der Operating Leverage beim französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE *„in der oberen Hälfte der Bandbreite der Vergleichsunternehmen"* befindet und dies *„bei der Positionierung des Betafaktors innerhalb der Bandbreite berücksichtigt werden könnte, indem ein Wert zwischen dem Mittelpunkt und der oberen Grenze der Bandbreite gewählt wird."*[67] Mit anderen Worten empfiehlt der BNetzA-Gutachter, den EK-Zinssatz aufgrund des erhöhten Operating Leverage oberhalb des Mittelwerts der Beta-Bandbreite festzulegen. Die wirtschaftliche Kernaussage entspricht dem NERA-Gutachten: Außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina erhöhen über den Wirkungskanal des Operating Leverage das Risiko und rechtfertigen eine höhere EK-Verzinsung. Ob dieser Risikoanstieg regulatorisch durch einen expliziten CAPEX-Aufschlag oder – wie im französischen Verfahren – durch eine Positionierung am oberen Ende der Beta-Bandbreite berücksichtigt wird, ist für die ökonomische Aussage ohne Bedeutung.

Der BNetzA-Gutachter weist in den letzten Jahren wiederholt auf den kapitalkostenerhöhenden Effekt ausgeprägter CAPEX-Volumina hin.

Die vorstehenden Ausführungen beziehen sich auf diejenigen Präzedenzfälle, die Frontier Economics (2026) selbst diskutiert. Die internationale Beratungspraxis des BNetzA-Gutachters geht jedoch darüber hinaus. In den dortigen Gutachten berücksichtigt der BNetzA-Gutachter außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina regelmäßig als relevanten Faktor bei der Bestimmung der angemessenen Kapitalverzinsung.

Besonders aufschlussreich ist dabei der Fall von National Grid Electricity Transmission, dem britischen Übertragungsnetzbetreiber.[68] National Grid gehört zur Beta-Vergleichsgruppe. Für National Grid hält der BNetzA-Gutachter einen Aufschlag auf den EK-Zinssatz aufgrund des außergewöhnlich umfangreichen Investitionsprogramms für erforderlich. Begründet wird dieser mit der *„sheer scale"* des Investitionsprogramms.[69] Wie in Kapitel 2 gezeigt wurde, liegt die CAPEX-Intensität der 4ÜNB deutlich oberhalb derjenigen der Beta-Vergleichsgruppe und damit auch oberhalb derjenigen von National Grid. Es erscheint widersprüchlich, bereits für ein Unternehmen der Beta-Vergleichsgruppe CAPEX-bedingten Anpassungsbedarf anzuerkennen, diesen aber dann für die CAPEX-intensiveren deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu verneinen.

---

66 Frontier Economics (2016): Audit des demandes de RTE sur le cadre de remuneration. Verfügbar unter https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/Audit_Demandes_RTE_Cadre_Remuneration.pdf [7. Juli 2026].

67 Frontier Economics (2016): Audit des demandes de RTE sur le cadre de remuneration, S. 46. Originalzitat: *„On note également que le levier opérationnel de RTE se positionne pour les trois indicateurs du levier opérationnel dans la moitié supérieure de la fourchette des ratios calculés pour le reste de l'échantillon. Cet élément pourrait être pris en compte dans le positionnement de la valeur du bêta au sein de la fourchette de valeurs, en retenant une valeur qui s'inscrive entre le point médian et la borne supérieure de la fourchette."*

68 Frontier Economics (2024), RIIO-3 Cost of Equity Range, prepared for National Grid Electricity Transmission.

69 Frontier Economics (2024): RIIO-3 Cost of Equity Range, Seite 7.

Ein vergleichbares Bild zeigt sich auch in weiteren Frontier-Economics-Gutachten, unter anderem zum Wasserversorgungsunternehmen United Utilities und zum Flughafen Dublin.[70] Insgesamt empfiehlt der BNetzA-Gutachter in Großbritannien und Irland CAPEX-bedingte Anpassungen der Kapitalverzinsung, die umgerechnet auf den EK-Zinssatz nach Steuern zwischen rund 25 und 84 Basispunkten liegen.[71] Die internationale Beratungspraxis des BNetzA-Gutachters bestätigt damit den zentralen Befund des NERA-Gutachtens, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina bei der Bestimmung der angemessenen Kapitalverzinsung zu berücksichtigen sind.

Entgegen den Ausführungen des BNetzA-Gutachters spricht die internationale Regulierungspraxis für die Erforderlichkeit eines CAPEX-Aufschlags für die 4ÜNB.

Zusammenfassend weist der BNetzA-Gutachter die internationale Regulierungspraxis nicht deshalb zurück, weil außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina dort keine Berücksichtigung fänden. Im Gegenteil: Sowohl internationale Regulierungsbehörden als auch der BNetzA-Gutachter selbst erkennen in einer Vielzahl von Regulierungsverfahren an, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina eine Erhöhung der Kapitalverzinsung rechtfertigen können. Im vorliegenden Verfahren bewertet der BNetzA-Gutachter die einzelnen Präzedenzfälle jedoch anhand eines ungeeigneten Vergleichbarkeitsmaßstabs, der nahezu deckungsgleiche Methodiken und Begründungen voraussetzt. Für die hier relevante Fragestellung ist hingegen entscheidend, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina international wiederholt als eigenständiger Risikofaktor anerkannt und bei der Festlegung der Kapitalverzinsung berücksichtigt werden. Vor dem Hintergrund, dass die CAPEX-Intensität der 4ÜNB diejenige der diskutierten Präzedenzfälle übersteigt, spricht die internationale Regulierungspraxis insgesamt für die Erforderlichkeit eines CAPEX-Aufschlags im vorliegenden Verfahren.

70 Frontier Economics (2024), Cost of Capital for PR24: An Update Prepared for United Utilities, submitted as part of United Utilities' PR24 Draft Determination response, S. 8; Frontier Economics (2026), WACC for the 2026 Determination, prepared for Dublin Airport, S. 3, 6.

71 National Grid Electricity Transmission: +25 Basispunkte (direkter Aufschlag auf den EK-Zinssatz); United Utilities: +30 Basispunkte, berechnet als Differenz zwischen dem gutachterlich empfohlenen EK-Zinssatz von 6,02 % und dem Mittelpunkt der CAPM-basierten Bandbreite von 5,43 % bis 6,02 % (Berechnung: 6,02 % − 5,725 % ≈ 30 Basispunkte); Dublin Airport: +84 Basispunkte. Berechnung eines äquivalenten Aufschlags auf den EK-Zinssatz auf Basis des im Gutachten spezifizierten WACC-Aufschlags von 50 Basispunkten unter Verwendung der zugrunde gelegten EK-Quote von 50 % und des Steuersatzes von 16,1 % (Berechnung: 50 bp / 50 % × (1 − 16,1 %) ≈ 84 Basispunkte).

6. Die empirischen Analysen der BNetzA-Gutachter liefern keinen belastbaren Gegenbeleg

Die angeblichen empirischen Gegenbelege der BNetzA-Gutachter scheitern bereits an einem grundlegenden methodischen Problem.

Die empirischen Analysen der beiden BNetzA-Gutachter liefern keinen belastbaren Beleg gegen die Erforderlichkeit eines CAPEX-Aufschlags. Das gemeinsame Grundproblem dieser Analysen besteht darin, dass die BNetzA-Gutachter die Evidenz ausschließlich innerhalb der Beta-Vergleichsgruppe suchen. Wie in Kapitel 2 gezeigt wurde, liegt die CAPEX-Intensität der 4ÜNB jedoch deutlich außerhalb des durch diese Vergleichsgruppe abgedeckten Bereichs. Die Beta-Vergleichsgruppe ist daher zwar potenziell geeignet, den CAPM-EK-Zinssatz für regulierte Netzbetreiber mit einer üblichen Investitionsintensität zu bestimmen. Sie eignet sich jedoch gerade nicht dazu, Aussagen über die Auswirkungen außergewöhnlich hoher CAPEX-Intensitäten zu treffen. Belastbare empirische Schlussfolgerungen setzen voraus, dass der für die Fragestellung relevante Wertebereich durch die beobachteten Daten hinreichend abgedeckt wird. Dies ist hier nicht der Fall. Der Versuch der BNetzA-Gutachter, aus der Beta-Vergleichsgruppe einen empirischen Gegenbeleg gegen einen CAPEX-Aufschlag für die 4ÜNB abzuleiten, ist daher bereits im Ausgangspunkt methodisch ungeeignet.

Aufgrund der mangelnden Repräsentativität der Beta-Vergleichsgruppe ist für die Beurteilung und Quantifizierung des CAPEX-Aufschlags ergänzende kapitalmarktbasierte Evidenz heranzuziehen. Das NERA-Gutachten stützt sich hierfür auf die Einschätzungen von Ratingagenturen und FK-Investoren.

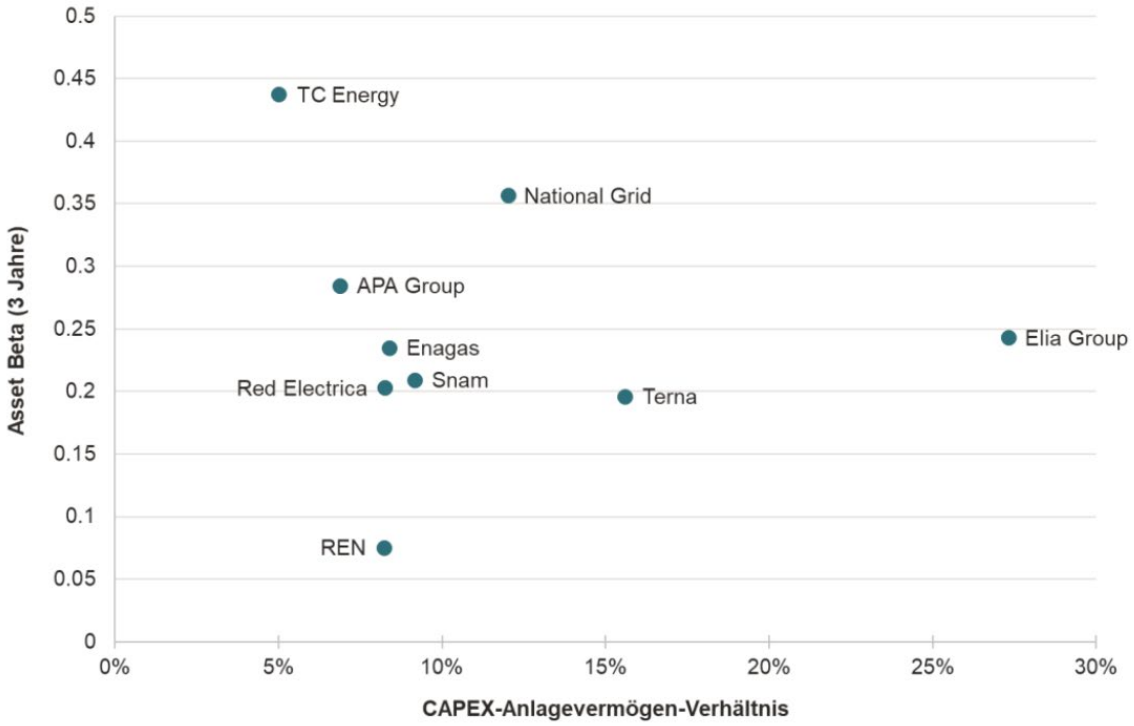
6.1. Die empirische Analyse von Frontier Economics (2026) trägt die gezogenen Schlussfolgerungen nicht

Die empirische Analyse von Frontier Economics (2026) erlaubt aufgrund der zu kleinen und nicht-repräsentativen Stichprobe keine Schlussfolgerungen.

Der BNetzA-Gutachter Frontier Economics (2026) stützt die Ablehnung eines CAPEX-Aufschlags im Wesentlichen auf eine grafische Gegenüberstellung der CAPEX-Intensität und der Asset Betas der Beta-Vergleichsunternehmen. Diese Darstellung (siehe Abbildung 6) bildet den Kern der empirischen Analyse von Frontier Economics (2026). Der BNetzA-Gutachter werten den fehlenden augenscheinlichen Zusammenhang zwischen der CAPEX-Intensität und den Asset Betas als Evidenz gegen das Erfordernis eines CAPEX-Aufschlags. Die Analyse liefert jedoch keinen belastbaren empirischen Gegenbeleg.

Erstens beantwortet die Analyse bereits die falsche Fragestellung. Sie untersucht ausschließlich Unternehmen der Beta-Vergleichsgruppe und damit gerade nicht den Bereich außergewöhnlich hoher CAPEX-Intensitäten, der für die 4ÜNB maßgeblich ist. Selbst wenn innerhalb dieses deutlich niedrigeren Wertebereichs kein statistischer Zusammenhang vorläge, könnte daraus nicht geschlossen werden, dass ein solcher Zusammenhang auch bei den außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina der 4ÜNB nicht besteht. Die Analyse liefert aufgrund der fehlenden Repräsentativität keinen belastbaren Gegenbeleg gegen einen CAPEX-Aufschlag.

Abbildung 6: Frontier Economics (2026) stützt sich maßgeblich auf eine Gegenüberstellung zwischen Asset Beta und CAPEX-Intensität der neun Beta-Vergleichsunternehmen



Quelle: Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber - Kurzgutachten für Bundesnetzagentur, Abbildung 1.

Zweitens ist die Analyse auch innerhalb der Beta-Vergleichsgruppe empirisch nicht aussagekräftig. Die Darstellung basiert auf lediglich neun Beobachtungen. Eine derart kleine Stichprobe eignet sich weder dazu, einen Zusammenhang nachzuweisen noch einen solchen auszuschließen. Bereits einzelne Beobachtungen oder alternative Beta-Schätzungen können das Erscheinungsbild einer derart kleinen Stichprobe wesentlich verändern. Hinzu kommt, dass Asset Betas von einer Vielzahl von Einflussgrößen bestimmt werden. Aus einer rein bivariaten Gegenüberstellung von CAPEX-Intensität und Asset Beta lassen sich deshalb keine belastbaren Schlussfolgerungen über das Bestehen oder Nichtbestehen eines Zusammenhangs ableiten.

Der BNetzA-Gutachter hat seine empirische Analyse im Wissenschaftsdialog selbst als „lediglich illustrativ" eingeordnet.

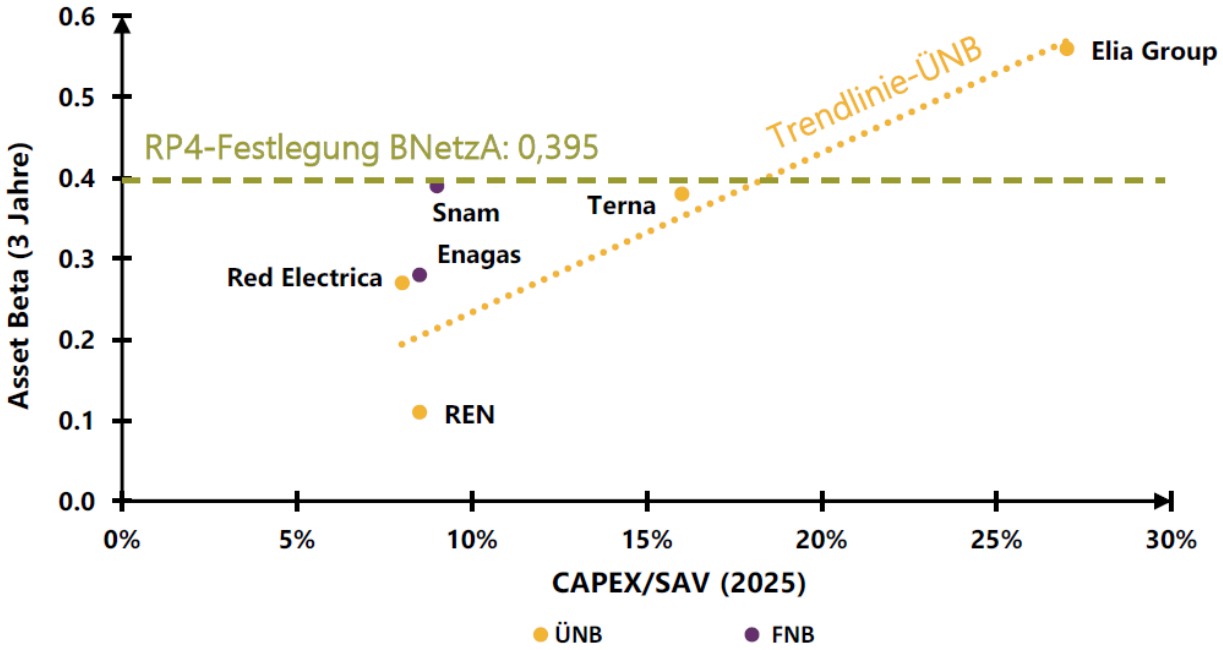
Dennoch stützt der BNetzA-Gutachter die Ablehnung eines CAPEX-Aufschlags wesentlich auf diese Gegenüberstellung. Zwar bezeichnet Frontier Economics (2026) die vom NERA-Gutachten beschriebenen Wirkungskanäle teilweise als überlappend oder spekulativ. Das zentrale empirische Gegenargument ist jedoch das augenscheinliche Ausbleiben eines Zusammenhangs zwischen CAPEX-Intensität und Asset Betas innerhalb der Frontier-Economics-Abbildung. In den Worten des BNetzA-Gutachters: *„Wenn der hier suggerierte Zusammenhang [d.h. die im NERA-Gutachten beschriebenen Wirkungskanäle] zutreffen würde, müsste man im Kapitalmarkt für regulierte Netze eine positive Korrelation zwischen der Investitionsintensität (d.h. dem Level von CAPEX relativ zum bestehenden Anlagevermögen) und den Asset-Betas der regulierten Unternehmen beobachten. Wie […] dargelegt, scheint*

die empirische Evidenz diese Hypothese nicht zu stützen."[72] Im Wissenschaftsdialog hat der BNetzA-Gutachter die Aussagekraft der Abbildung relativiert und sie als *„lediglich illustrativ"* bezeichnet. Damit räumt der BNetzA-Gutachter selbst ein, dass aus dieser Abbildung keine belastbaren empirischen Schlussfolgerungen gezogen werden können. Frontier Economics (2026) verbleibt damit kein belastbarer Gegenbeleg gegen die vom NERA-Gutachten beschriebenen Wirkungskanäle.

Bei Verwendung aktueller behördlicher Beta-Schätzungen würde sich die Schlussfolgerung des BNetzA-Gutachters umkehren.

Schließlich hängt das Ergebnis der Darstellung erkennbar von den verwendeten Beta-Schätzungen ab. Werden anstelle der eigenen Schätzungen des BNetzA-Gutachters die von der niederländischen Regulierungsbehörde zugrunde gelegten Asset Betas verwendet, ergibt sich ein anderes Bild. Für die Übertragungsnetzbetreiber zeigt sich dann ein positiver Zusammenhang zwischen CAPEX-Intensität und Betafaktor. Abbildung 7 veranschaulicht dies. Diese Sensitivität ist nicht als eigenständiger Nachweis eines positiven Zusammenhangs zu verstehen. Sie zeigt jedoch, dass die von Frontier Economics (2026) gezogene Schlussfolgerung entscheidend von den verwendeten Beta-Schätzungen abhängt und deshalb nicht belastbar ist.

Abbildung 7: Bei Verwendung behördlicher Asset Betas aus den Niederlanden würde sich die Schlussfolgerung des BNetzA-Gutachters umkehren



Quelle: NERA-Analyse basierend auf Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber - Kurzgutachten für Bundesnetzagentur, Abbildung 1 sowie ACM (2025): Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators, Tabelle 5. Anmerkung: Die gezeigten Unternehmen entsprechen der Schnittmenge der im Frontier-Kurzgutachten berücksichtigten Unternehmen und der Beta-Peer-Group der niederländischen Regulierungsbehörde.

[72] Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 67.

6.2. Die empirische Analyse von Betzer et al. (2026) ist bereits im Ausgangspunkt ungeeignet

Die Analyse von Betzer et al. (2026) untersucht nicht den für die 4ÜNB relevanten Bereich außergewöhnlich hoher CAPEX-Intensitäten.

Auch die empirischen Auswertungen von Betzer et al. (2026) liefern keinen belastbaren Gegenbeleg gegen die Erforderlichkeit eines CAPEX-Aufschlags. Wie Frontier Economics (2026) suchen auch Betzer et al. (2026) die Evidenz ausschließlich innerhalb der Beta-Vergleichsgruppe. Damit unterliegt die Analyse demselben grundlegenden methodischen Problem: Die CAPEX-Intensität der 4ÜNB liegt deutlich außerhalb des durch die Vergleichsgruppe abgedeckten Bereichs. Aussagen über den Einfluss außergewöhnlich hoher Investitionsvolumina lassen sich aus dieser Stichprobe daher nicht ableiten.

Die historischen Beta-Verläufe von Betzer et al. (2026) sind aus mehreren methodischen Gründen ohne Aussagekraft für die hier relevante Fragestellung.

Als empirischen Beleg gegen einen Zusammenhang zwischen CAPEX-Intensität und Betafaktor betrachten Betzer et al. (2026) die historische Entwicklung der Asset Betas einzelner börsennotierter Netzbetreiber und folgern aus dem Ausbleiben eines erkennbaren Aufwärtstrends, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina keinen Einfluss auf den Betafaktor hätten.[73] Diese Schlussfolgerung trägt jedoch nicht. Die Betrachtung der historischen Entwicklung einzelner Betas erlaubt ohne ein geeignetes Vergleichsszenario (technisch: „Als-Ob-Szenario", englisch: „Counterfactual Scenario") keine Aussage darüber, welchen Einfluss die Investitionsvolumina tatsächlich auf den Betafaktor hatten. Auf diesen methodischen Mangel wurde auch im Wissenschaftsdialog ausdrücklich hingewiesen. Prof. Kaserer führte hierzu aus, dass die von Betzer et al. (2026) vorgenommene Beobachtung historischer Betas ohne ein geeignetes Als-Ob-Szenario *„für diese Frage ohne jede Aussage"* sei.[74]

Die Auswertung von Betzer et al. (2026) zeigt lediglich, wie sich die geschätzten Betafaktoren einzelner Unternehmen im Zeitablauf entwickelt haben. Sie zeigt jedoch nicht, welchen Einfluss die Investitionsvolumina der Beta-Vergleichsunternehmen auf diese Entwicklung hatten. Erst recht liefert sie keinen belastbaren Gegenbeleg gegen einen CAPEX-Aufschlag für die 4ÜNB, deren CAPEX-Intensität strukturell deutlich oberhalb derjenigen der Beta-Vergleichsgruppe liegt.

[73] Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, S. 30–32.

[74] BNetzA (2026): Wissenschaftsdialog zur EK- und FK-Verzinsung für Übertragungsnetzbetreiber am 24.06.2026 – Chatverlauf, Beitrag von Prof. Dr. Christoph Kaserer (11:15 Uhr).

7. Der neue Regulierungsrahmen macht den CAPEX-Aufschlag nicht entbehrlich

Die BNetzA-Gutachter vertreten die Auffassung, dass der CAPEX-Aufschlag aufgrund der risikomindernden Wirkung des neuen Regulierungsrahmens entbehrlich sei.[75] Diese Schlussfolgerung findet in den BNetzA-Gutachten keine Grundlage. Einzelne risikomindernde Elemente führen nicht automatisch zur Entbehrlichkeit des CAPEX-Aufschlags. Maßgeblich ist vielmehr, ob der weiterentwickelte Regulierungsrahmen die CAPEX-bedingten Risiken der 4ÜNB gegenüber den Beta-Vergleichsunternehmen beseitigt oder anderweitig vollständig kompensiert. Einen solchen Nachweis führen die BNetzA-Gutachter nicht.

Das folgende Kapitel zeigt zunächst, dass die Schlussfolgerungen der BNetzA-Gutachter bereits auf methodischer Ebene nicht tragen (Kapitel 7.1). Anschließend wird dargelegt, dass der neue Regulierungsrahmen die CAPEX-bedingten Risiken weder beseitigt noch anderweitig ausgleicht (Kapitel 7.2).

7.1. Die Schlussfolgerungen der BNetzA-Gutachter entbehren einer tragfähigen methodischen Grundlage

Für die Empfehlung eines Abschlags auf den EK-Zinssatz fehlt im Gutachten von Betzer et al. (2026) jede analytische Grundlage.

Betzer et al. (2026) gelangen zu dem Ergebnis, dass der geplante deutsche Regulierungsrahmen die Risiken der Übertragungsnetzbetreiber stärker abfedere als die Regulierungssysteme der Beta-Vergleichsunternehmen und deshalb sogar ein Abschlag auf den EK-Zinssatz in Betracht komme. Die BNetzA-Gutachter schreiben, dass der geplante Regulierungsrahmen *„bei den vier ÜNB operative Risiken stärker abfedert als bei den zur Betaermittlung herangezogenen Vergleichsfirmen".*[76]

Die Schlussfolgerung bleibt im Gutachten jedoch unbegründet. Weder wird die Ausgestaltung des geplanten deutschen Regulierungsrahmens analysiert noch werden die Regulierungssysteme der Beta-Vergleichsgruppe untersucht.[77] Damit fehlt der Aussage jede Grundlage.

Die BNetzA-Gutachter argumentieren bei risikoerhöhenden und risikomindernden Effekten mit asymmetrischen Maßstäben.

Ein zentrales Argument von Betzer et al. (2026) gegen die von NERA identifizierten Wirkungskanäle ist, dass eine Erhöhung des EK-Zinssatzes nur dann gerechtfertigt sei, wenn außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina zu einer Erhöhung des nicht-diversifizierbaren – und nicht lediglich des diversifizierbaren Risikos – führten. Betzer et al. (2026) schreiben: *„NERA argumentiert fast ausschließlich mit Risiken und differenziert nicht zwischen diversifizierbaren und nicht diversifizierbaren Risiken. Und*

---

75 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, insbesondere Kapitel 5; Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere Kapitel IV.

76 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 1.

77 Eine belastbare Analyse der Wirkung des zukünftigen deutschen Regulierungsrahmens wird dadurch erschwert, dass wesentliche Elemente des Regulierungsrahmens noch nicht abschließend ausgestaltet sind. Jede entsprechende Bewertung muss daher auf Annahmen über die endgültige Ausgestaltung des Regulierungsrahmens beruhen und steht insoweit unter einem entsprechenden Vorbehalt.

was genau von NERA unter Risiko verstanden wird, wird leider auch nicht präzisiert. Das ist eine große Schwäche ihres Gutachtens."[78]

Diesen Maßstab legen die BNetzA-Gutachter an die behauptete risikomindernde Wirkung des neuen Regulierungsrahmens jedoch nicht an. Aus der Annahme, der geplante Regulierungsrahmen reduziere bestimmte Risiken, leiten sie unmittelbar ab, dass ein Abschlag auf den EK-Zinssatz in Betracht komme. In den Worten der BNetzA-Gutachter: *„Eher sollte aus unserer Sicht ein Abschlag in Erwägung gezogen werden, u. a., weil der geplante Regulierungsrahmen bei den vier ÜNB operative Risiken stärker abfedert als bei den zur Betaermittlung herangezogenen Vergleichsfirmen."*[79] Ob es sich bei den angeblich durch den Regulierungsrahmen abgefederten Risiken um diversifizierbare oder nicht-diversifizierbare Risiken handelt, untersuchen die BNetzA-Gutachter nicht.

Die Argumentation ist damit asymmetrisch. Während Betzer et al. (2026) für risikoerhöhende Effekte einen ausdrücklichen Nachweis verlangen, dass sich das nicht-diversifizierbare Risiko erhöht, legen sie diesen Maßstab bei behaupteten risikomindernden Effekten nicht mehr an. Insoweit wird ein Zusammenhang mit dem EK-Zinssatz hergestellt, ohne zuvor zu untersuchen, ob und weshalb die behauptete Risikominderung das nicht-diversifizierbare Risiko beeinflusst.

Die Entbehrlichkeit eines CAPEX-Aufschlags lässt sich nicht aus behaupteten risikomindernden Effekten des neuen Regulierungsrahmens ableiten.

Sowohl Betzer et al. (2026) als auch Frontier Economics (2026) gehen davon aus, dass der neue Regulierungsrahmen einzelne Risiken der Übertragungsnetzbetreiber mindern könne. Frontier Economics (2026) gelangt zu der Einschätzung, dass der geplante Wechsel zu einer Kosten-Plus-Regulierung zentrale Risiken der ÜNB reduziere. Vor diesem Hintergrund erscheine es *„nicht plausibel, dass sich das Risikoprofil der ÜNB durch die steigenden Investitionen signifikant verschlechtert."*[80] Dieser Schlussfolgerung liegt die Annahme zugrunde, dass die behaupteten risikomindernden Effekte den CAPEX-bedingten Risikoanstieg kompensieren und deshalb kein zusätzlicher CAPEX-Aufschlag erforderlich sei.

Einen Nachweis für einen solchen Ausgleich führen die BNetzA-Gutachter jedoch nicht. Selbst wenn man unterstellt, dass der neue Regulierungsrahmen einzelne Risiken mindert und diese Risikominderung für den EK-Zinssatz relevant ist, folgt daraus nicht, dass sie den CAPEX-bedingten Risikoanstieg vollständig kompensiert. Hierfür müssten die BNetzA-Gutachter entweder nachweisen, dass der neue Regulierungsrahmen die CAPEX-bedingten Wirkungskanäle beseitigt oder dass die risikomindernden Effekte den CAPEX-bedingten Risikoanstieg quantitativ vollständig ausgleichen. Aus der bloßen Existenz gegenläufiger Risikoeffekte folgt nicht, dass sich diese in ihrer Größenordnung entsprechen.

78 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 8.

79 Betzer et al. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Seite 1.

80 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 87. Im Hauptteil des Gutachtens (Kapitel 5) äußert sich der BNetzA-Gutachter hierzu allerdings deutlich zurückhaltender und verweist mehrfach auf Unsicherheiten hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung und Anwendung des neuen Regulierungsrahmens. Die Schlussfolgerung geht damit über die vorangegangene Analyse hinaus.

7.2. Der neue Regulierungsrahmen beseitigt die CAPEX-bedingten Risiken nicht und gleicht sie auch nicht anderweitig aus

Der neue Regulierungsrahmen beseitigt die CAPEX-bedingten Wirkungskanäle nicht.

Damit der neue Regulierungsrahmen einen CAPEX-Aufschlag entbehrlich machen könnte, müsste er die in Kapitel 3.1 dargestellten Wirkungskanäle beseitigen oder jedenfalls so weit abschwächen, dass sie aus Sicht der Kapitalmarktinvestoren keine zusätzliche Renditeanforderung mehr begründen. Dies ist jedoch konzeptionell nicht der Fall.

Der neue Regulierungsrahmen führt im Wesentlichen zu einer stärkeren Kostenreflexivität, also zu einer engeren Kopplung zwischen regulatorisch anerkannten Kosten und erlaubten Erlösen. Dies ändert jedoch nichts daran, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina die Ausschüttungsfähigkeit einschränken und dadurch die Kapitalbindungsdauer verlängern, den Fixkostenanteil erhöhen und zu Finanzierungsfriktionen führen können. Die erhöhte Kostenreflexivität des neuen Regulierungsrahmens beseitigt die in Kapitel 3.1 dargestellten Wirkungskanäle daher nicht. Sie kann deshalb konzeptionell auch nicht dazu führen, dass ein CAPEX-Aufschlag entbehrlich wird.

Dies zeigt sich auch in den Einschätzungen der Ratingagenturen (vgl. Kapitel 3.2). Wäre der neue Regulierungsrahmen geeignet, die CAPEX-bedingten Wirkungskanäle außergewöhnlich hoher Investitionsvolumina vollständig zu beseitigen, müsste sich dies auch in den Ratingberichten für die 4ÜNB widerspiegeln. Tatsächlich verweisen Moody's, S&P und Fitch trotz Berücksichtigung des neuen Regulierungsrahmens weiterhin ausdrücklich auf die außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina und die damit verbundenen Risiken.

Die von den BNetzA-Gutachtern behauptete Risikominderung gegenüber den Regulierungssystemen der Beta-Vergleichsunternehmen ist nicht nachgewiesen.

Die BNetzA-Gutachter unterstellen, dass die angeblich mit dem neuen Regulierungsrahmen verbundenen risikomindernden Effekte den CAPEX-bedingten Risikoanstieg ausgleichen. Wie in Kapitel 7.1 dargestellt, trägt diese Argumentation bereits konzeptionell nicht, da aus der bloßen Existenz gegenläufiger Risikoeffekte nicht auf einen vollständigen Risikoausgleich geschlossen werden kann.

Unabhängig davon ist auch nicht nachgewiesen, dass der neue Regulierungsrahmen (unabhängig von der CAPEX-Intensität) gegenüber den Regulierungssystemen der Beta-Vergleichsunternehmen insgesamt ein geringeres Risikoprofil aufweist. Eine solche Schlussfolgerung würde eine vergleichende Analyse voraussetzen. Hierfür müssten die aus Investorensicht maßgeblichen Eigenschaften des neuen deutschen Regulierungsrahmens den jeweiligen Regulierungssystemen sämtlicher Unternehmen der Beta-Vergleichsgruppe gegenübergestellt werden. Keines der BNetzA-Gutachten enthält eine entsprechende Analyse.

Die wesentlichen regulatorischen Risikodimensionen lassen sich auf hoher Ebene einordnen. Aus Investorensicht zählen neben der CAPEX-Intensität insbesondere das Volumenrisiko, der Grad der Kostenreflexivität, die Ausgestaltung von Effizienzinstrumenten sowie die Etabliertheit und Transparenz des Regulierungsrahmens zu den Determinanten des Risikoprofils. Hinsichtlich des Volumenrisikos bestehen zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern keine wesentlichen Unterschiede. Es wird in nahezu allen europäischen Regulierungssystemen abgefedert. Der Grad der Kostenorientierung ist bei Übertragungsnetzbetreibern typischerweise hoch. Der neue Regulierungsrahmen dürfte die Kostenreflexivität in Deutschland weiter erhöhen, sodass Deutschland in dieser

Dimension tendenziell risikoarm erscheint. Demgegenüber gehen die neuen Effizienzinstrumente mit Unsicherheiten hinsichtlich ihrer konkreten Ausgestaltung und Anwendung einher. Auf diese Unsicherheiten weist auch der BNetzA-Gutachter hin.[81] Schließlich ist zu berücksichtigen, dass der neue Regulierungsrahmen in Deutschland naturgemäß weder etabliert noch durch eine gefestigte Regulierungspraxis konkretisiert ist und die Regulierung in Deutschland im internationalen Vergleich als eher intransparent gilt.[82]

Das von den BNetzA-Gutachtern unterstellte geringere Risiko des neuen Regulierungsrahmens der 4ÜNB gegenüber den Regulierungssystemen der Beta-Vergleichsunternehmen ist demnach weder offensichtlich noch durch die BNetzA-Gutachter nachgewiesen. Die Einschätzungen von Ratingagenturen sowie ausländischen Regulierungsbehörden stellen objektive Evidenz zum Risikoprofil des deutschen Regulierungsrahmens im internationalen Vergleich dar.

Ratingagenturen bewerten den neuen deutschen Regulierungsrahmen nicht als besonders risikoarm. Mit einem Ausgleich des CAPEX-bedingten Risikoanstiegs ist nicht zu rechnen.

Die aktuellen Einschätzungen der Ratingagenturen liefern eine kapitalmarktbasierte Einordnung des neuen Regulierungsrahmens. Da Ratingeinschätzungen zukunftsgerichtet sind, berücksichtigen sie die künftig erwarteten regulatorischen Rahmenbedingungen bereits heute. Sie bewerten dabei insbesondere die Stabilität, Vorhersehbarkeit und Transparenz regulatorischer Rahmenbedingungen sowie deren Auswirkungen auf das Risikoprofil regulierter Unternehmen und ermöglichen damit eine objektive Einordnung des neuen deutschen Regulierungsrahmens aus Sicht internationaler Kapitalmarktteilnehmer.

Die aktuellen Einschätzungen der Ratingagenturen widersprechen der Annahme der BNetzA-Gutachter, dass der neue deutsche Regulierungsrahmen im Vergleich zu den Ländern der Beta-Vergleichsunternehmen risikoarm ist. Moody's bewertet das regulatorische Umfeld deutscher ÜNB (A) ungünstiger als das regulatorische Umfeld zahlreicher europäischer Vergleichsländer (siehe Abbildung 8). Fitch verweist zudem auf die geringere Transparenz und die kürzere regulatorische Historie des deutschen Regulierungsrahmens gegenüber Finnland, Großbritannien und Italien.[83]

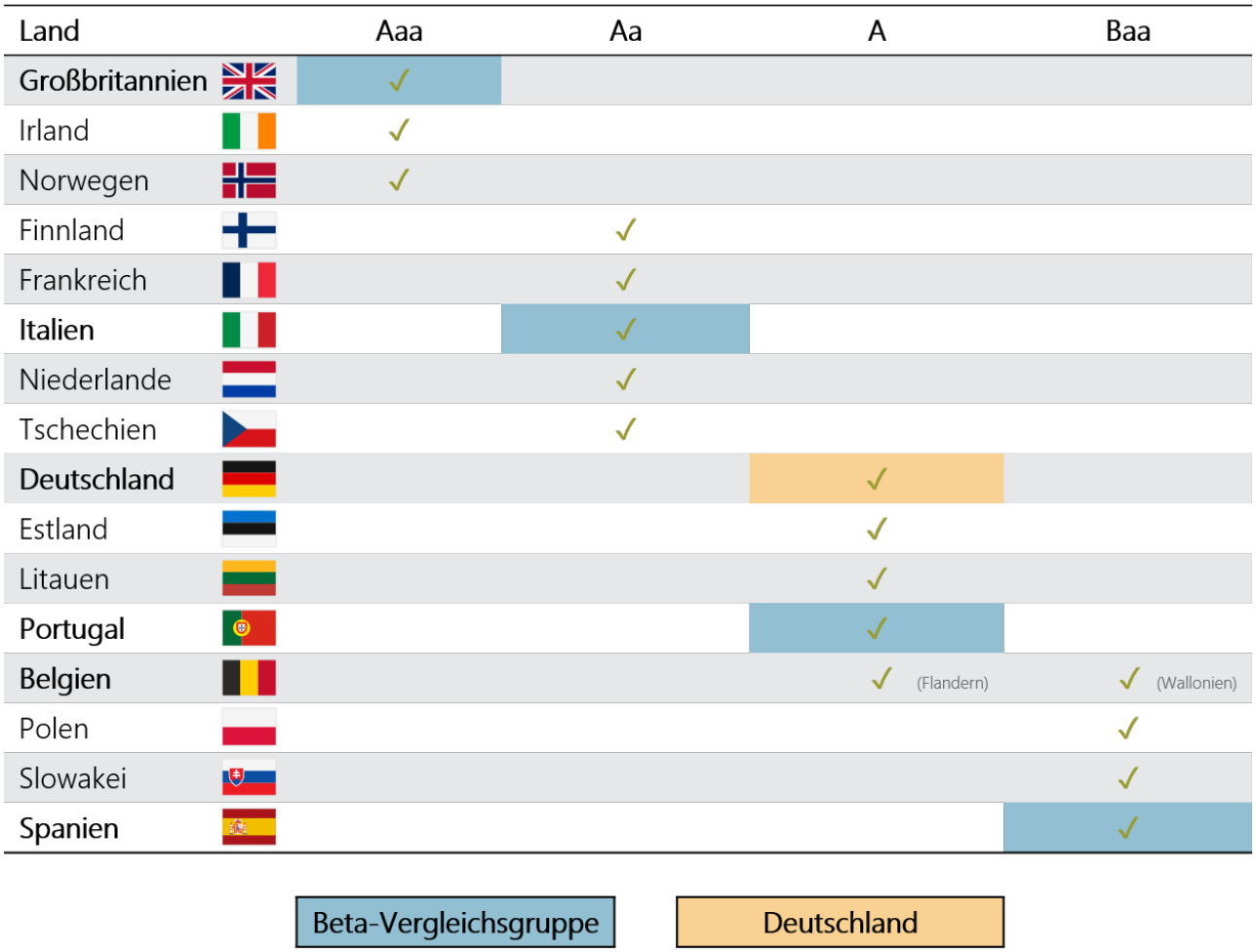
Die Einschätzungen der Ratingagenturen ordnen den neuen deutschen Regulierungsrahmen damit weder im europäischen Vergleich noch im direkten Vergleich zu potenziellen Beta-Vergleichsunternehmen als besonders risikoarm ein. Dies spricht gegen die Annahme der BNetzA-Gutachter, dass der CAPEX-bedingte Risikoanstieg durch risikomindernde Effekte des neuen Regulierungsrahmens (gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe) vollständig kompensiert oder sogar überkompensiert werden könnte.

81 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, Kapitel 5.

82 Moody's (2023): Kreditsicht auf die Netzregulierung – Vortrag bei den Göttinger Energietagen, Folie 16.

83 Siehe Fitch Ratings (04.2026), TenneT GmbH & Co. KG.

Abbildung 8: Moody's bewertet den deutschen Regulierungsrahmen gegenüber den Referenzländern der Beta-Vergleichsunternehmen nicht als besonders risikoarm



Anmerkung: Die Moody's-Bewertung bezieht sich auf die Stabilität, Vorhersehbarkeit und Transparenz der jeweiligen Regulierungsregime. Die hervorgehobenen Länder kennzeichnen die Herkunftsländer der potenziellen Beta-Vergleichsgruppe; die blauen Einfärbungen kennzeichnen die Bewertung der jeweiligen Regulierungssysteme durch Moody's. Die zugrundeliegende Unternehmensauswahl entspricht der Beta-Vergleichsgruppe der im März 2026 im Auftrag der BNetzA durchgeführten Analyse zur Eisenbahninfrastrukturregulierung. Moody's weist für den nationalen belgischen Regulierungsrahmen der Elia Group keine Bewertung aus. Die Regulierungssysteme der betrachteten außereuropäischen Vergleichsunternehmen waren ebenfalls nicht Bestandteil der Moody's-Auswertung. Die Moody's-Bewertung bezieht sich für Großbritannien ausschließlich auf Onshore-Netzbetreiber. Für die Niederlande sind Gasunie und die TenneT Holding ausgenommen. Quelle: Moody's Ratings (April 2026), TenneT GmbH & Co. KG. Frontier Economics (03.2026), Aktualisierung von Betawert und Fremdkapitalzins für Eisenbahninfrastrukturunternehmen.

Die europäische Regulierungspraxis zeigt, dass der Übergang zu einer Kosten-Plus-Regulierung die Erforderlichkeit eines CAPEX-Aufschlags unberührt lässt.

Die BNetzA-Gutachter stellen den Übergang zu einer Kosten-Plus-Regulierung in Zusammenhang mit einem potenziellen Abschlag auf den EK-Zinssatz. Diese Einschätzung wird von anderen europäischen Regulierungsbehörden nicht geteilt. Weder die niederländische ACM noch die österreichische E-Control schließen aus der Existenz einer Kosten-Plus-Regulierung auf eine geringere erforderliche Kapitalverzinsung.[84]

[84] Im Folgenden werden zwei europäische Beispiele von Kosten-Plus-regulierten Netzbetreibern betrachtet. Dabei ist zu beachten, dass die Abgrenzung zwischen Kosten-Plus-, Revenue-Cap- und Anreizregulierung in der europäischen

Die österreichische E-Control setzt für den Kosten-Plus-regulierten Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid dieselbe Methode zur Kapitalkostenermittlung an wie für die anreizregulierten Strom- und Gasverteilnetzbetreiber.[85] In den Niederlanden ist kürzlich die Umstellung von einer anreizorientierten Regulierung auf eine Kosten-Plus-Regulierung erfolgt. Auf Empfehlung ihres Gutachters nahm die Regulierungsbehörde ACM jedoch keine Anpassung der Kapitalkostenmethodik vor, um der geänderten Regulierungsform Rechnung zu tragen.[86] Dies zeigt, dass die Regulierungsbehörde keine kapitalkostenrelevanten Risikounterschiede zwischen dem bisherigen anreizorientierten Regulierungsrahmen und der nunmehrigen Kosten-Plus-Regulierung sieht.

Der niederländische Präzedenzfall ist auch in einer weiteren Hinsicht aufschlussreich. Unabhängig von der Umstellung auf eine Kosten-Plus-Regulierung vertritt die niederländische Regulierungsbehörde ACM die Einschätzung, dass die Investitionsverpflichtungen von TenneT Offshore eine CAPEX-bedingte Anpassung des EK-Zinssatzes erfordern. Die Behörde begründete den CAPEX-Aufschlag mit den gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina. Der niederländische Präzedenzfall vereint damit zwei für die vorliegende Fragestellung maßgeblichen Elemente: den Übergang zu einer Kosten-Plus-Regulierung und die Anerkennung eines CAPEX-bedingten Aufschlags auf den EK-Zinssatz. Er zeigt damit, dass der Übergang zu einer Kosten-Plus-Regulierung die Erforderlichkeit eines CAPEX-Aufschlags unberührt lässt.

Regulierungspraxis fließend ist. Verschiedene Regulierungsregime weisen regelmäßig Elemente mehrerer Regulierungsansätze auf.

85 Insbesondere sind die CAPM-Parameter Marktrisikoprämie und Betafaktor identisch. Unterschiede im risikolosen Zinssatz und damit im WACC ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Festlegungszeitpunkte – nicht aufgrund einer unterschiedlichen Risikoeinschätzung. Siehe E-Control (2023): Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2024 - 31. Dezember 2028. Sowie E-Control (2022): Regulierungssystematik für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2028.

86 Brattle (2025): Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators, Kapitel I.E.

8. Fazit

Die vorliegende kritische Würdigung bestätigt die Schlussfolgerung des NERA-Gutachtens, dass die außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität der deutschen Übertragungsnetzbetreiber bei der Festlegung eines angemessenen kalkulatorischen EK-Zinssatzes zu berücksichtigen ist. Die Ausführungen der BNetzA-Gutachter vermögen diese Schlussfolgerung nicht zu entkräften.

Ausgangspunkt der gutachterlichen Auseinandersetzung um den CAPEX-Aufschlag ist, dass die zur Bestimmung des CAPM-EK-Zinssatzes herangezogene Beta-Vergleichsgruppe die außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität der 4ÜNB nicht repräsentativ abbildet. Dies ist zwischen den Gutachtern unstreitig. Der Dissens zwischen den Gutachtern betrifft die Frage, ob diese außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität aus Sicht der Kapitalmärkte zusätzliche Risiken und höhere Renditeanforderungen begründet. Die vorliegende Würdigung zeigt, dass dies der Fall ist. Außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina erhöhen das Risiko und die erforderliche EK-Verzinsung über mehrere voneinander unabhängige Wirkungskanäle. Die BNetzA-Gutachter erkennen einige dieser Wirkungskanäle ausdrücklich an. Insgesamt erweisen sich die gegen die Wirkungskanäle erhobenen Einwände als nicht tragfähig.

Mangels repräsentativer börsennotierter Vergleichsunternehmen stellen die Einschätzungen von Ratingagenturen und FK-Investoren die bestverfügbare Kapitalmarktevidenz für die Finanzierungssituation der 4ÜNB dar. Diese Kapitalmarktevidenz zeigt übereinstimmend, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina die Renditeanforderungen von Kapitalmarktinvestoren erhöhen. Die BNetzA-Gutachter würdigen diese verfügbare Kapitalmarktevidenz nicht hinreichend. Sie stützen ihre Schlussfolgerungen stattdessen maßgeblich auf abstrakte Kapitalmarktmodelle sowie auf restriktive Annahmen, deren Gültigkeit für die konkrete Finanzierungssituation der 4ÜNB weder nachgewiesen noch durch die beobachtbare Kapitalmarktevidenz gestützt wird.

Die Würdigung zeigt darüber hinaus, dass sich die Diskussion um den CAPEX-Aufschlag nicht auf den Wirkungskanal der Kapitalbindungsdauer verengen lässt. Neben der Kapitalbindungsdauer bestehen weitere eigenständige Wirkungskanäle, insbesondere Operating Leverage und Finanzierungsfriktionen. Selbst wenn regulatorische Maßnahmen künftig zu einer Verkürzung der Kapitalbindungsdauer und damit zu einer Abschwächung dieses Wirkungskanals beitragen sollten, bliebe dieser weiterhin bestehen. Hinzu kommen die weiteren eigenständigen Wirkungskanäle, sodass ein CAPEX-Aufschlag erforderlich bliebe.

Die Einwände der BNetzA-Gutachter gegen die Methodik zur Quantifizierung des CAPEX-Aufschlags tragen nicht. Die Methodik isoliert den zusätzlichen CAPEX-bedingten Risikoanstieg gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe und quantifiziert einen CAPEX-Aufschlag von 1,0 bis 1,6 Prozentpunkten nach Steuern. Diese Größenordnung deckt sich mit internationalen Präzedenzfällen. So berücksichtigt die niederländische Regulierungsbehörde ACM für Offshore-Anbindungsleitungen unter einem Kosten-Plus-Regulierungsrahmen einen CAPEX-Aufschlag von 1,55 Prozentpunkten, um den mit außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina verbundenen Anstieg des nicht-diversifizierbaren Risikos abzubilden.

Die empirischen Analysen der BNetzA-Gutachter sowie ihre Ausführungen zum neuen Regulierungsrahmen liefern keine belastbare Evidenz gegen einen CAPEX-Aufschlag. Die empirischen Analysen untersuchen ausschließlich Unternehmen mit einer deutlich geringeren CAPEX-Intensität als die 4ÜNB und erlauben daher bereits im Analyseansatz keine belastbaren Aussagen zur hier relevanten

Fragestellung. Ebenso weisen die BNetzA-Gutachter nicht nach, dass der neue Regulierungsrahmen die investitionsbedingten Mehrrisiken vollständig beseitigt oder den CAPEX-bedingten Risikoanstieg der 4ÜNB durch anderweitige risikomindernde Effekte gegenüber der Beta-Vergleichsgruppe ausgleicht.

In der Gesamtschau zeigt die vorliegende Würdigung, dass außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina zusätzliche Risiken und höhere Renditeanforderungen begründen. Diese Risiken werden weder durch die zur Bestimmung des CAPM-EK-Zinssatzes herangezogene Beta-Vergleichsgruppe repräsentativ abgebildet noch durch den neuen Regulierungsrahmen vollständig kompensiert. Die Berücksichtigung eines CAPEX-Aufschlags ist daher erforderlich, um die außergewöhnlich hohe CAPEX-Intensität der 4ÜNB bei der Festlegung des kalkulatorischen EK-Zinssatzes sachgerecht zu berücksichtigen.

Anhang A. Approximation der Kapitalmarkttiefe

Die BNetzA-Gutachter wenden gegen den im NERA-Gutachten dargestellten Wirkungskanal „Investorenpool und Mitbestimmungsrechte" ein, dass der Investitionsbedarf der 4ÜNB im Verhältnis zu den grundsätzlich verfügbaren Kapitalmärkten gering sei.[87] Vor diesem Hintergrund sehen sie keine hinreichenden Anhaltspunkte dafür, dass die außergewöhnlich hohen Investitionsvolumina zu relevanten Finanzierungsfriktionen oder höheren Renditeanforderungen zusätzlicher EK-Geber führen. Der vorliegende Anhang würdigt die dieser Schlussfolgerung zugrunde liegenden Vergleichsmaßstäbe und Plausibilisierungen der BNetzA-Gutachter.

Die BNetzA-Gutachter vergleichen den Investitionsbedarf der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit sehr weit gefassten Vermögensaggregaten, etwa dem Vermögen von Pensionsfonds, Versicherungen oder privaten Haushalten. Für die Beurteilung der Finanzierbarkeit sind jedoch nicht diese Vermögensbestände maßgeblich, sondern das tatsächlich für zusätzliche Investitionen in deutsche Übertragungsnetze verfügbare Kapital sowie die Renditeanforderungen, zu denen dieses Kapital bereitgestellt wird. Zur Plausibilisierung dieser Größenordnung werden nachfolgend zwei vereinfachte Überschlagsrechnungen dargestellt: eine angebotsseitige Betrachtung des mobilisierbaren Infrastrukturkapitals und eine nachfrageseitige Betrachtung der weltweiten Stromnetzinvestitionen.

1. Angebotsseitige Betrachtung des mobilisierbaren Infrastrukturkapitals

Eine sachgerechte Einschätzung des verfügbaren Kapitalangebots muss näher am tatsächlich relevanten Markt ansetzen. Selbst wenn man den globalen Infrastrukturmarkt weit fasst, ergibt sich ein signifikant geringeres Kapitalangebot als die von den BNetzA-Gutachtern angeführten Vermögensaggregate. Öffentlich verfügbare Schätzungen beziffern das verwaltete Vermögen („Assets under Management") im Bereich privater (d.h. nicht-börsennotierter) Infrastruktur auf rund 1,3 bis 2,2 Billionen USD.[88] Hinzu kommt der globale börsennotierte Infrastrukturmarkt, der je nach Abgrenzung einen Umfang von rund 2,4 bis 3,5 Billionen USD hat.[89] Zusammen ergibt sich damit eine Marktgröße von rund 3,7 bis 5,7 Billionen USD. Für die folgende Überschlagsrechnung wählen wir mit rund 5,5 Billionen USD bzw. rund 5 Billionen EUR bewusst eine Marktgröße im oberen Bereich der verfügbaren Schätzungen.[90]

Auch diese Marktgröße kann nicht als jährlich verfügbares Kapitalangebot interpretiert werden. Das verwaltete Vermögen wird nicht jedes Jahr vollständig neu investiert. Unterstellt man überschlägig eine durchschnittliche Haltedauer von zehn Jahren, ergibt sich aus 5 Billionen EUR

87 Frontier Economics (2026): Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber, RZ 63 a).

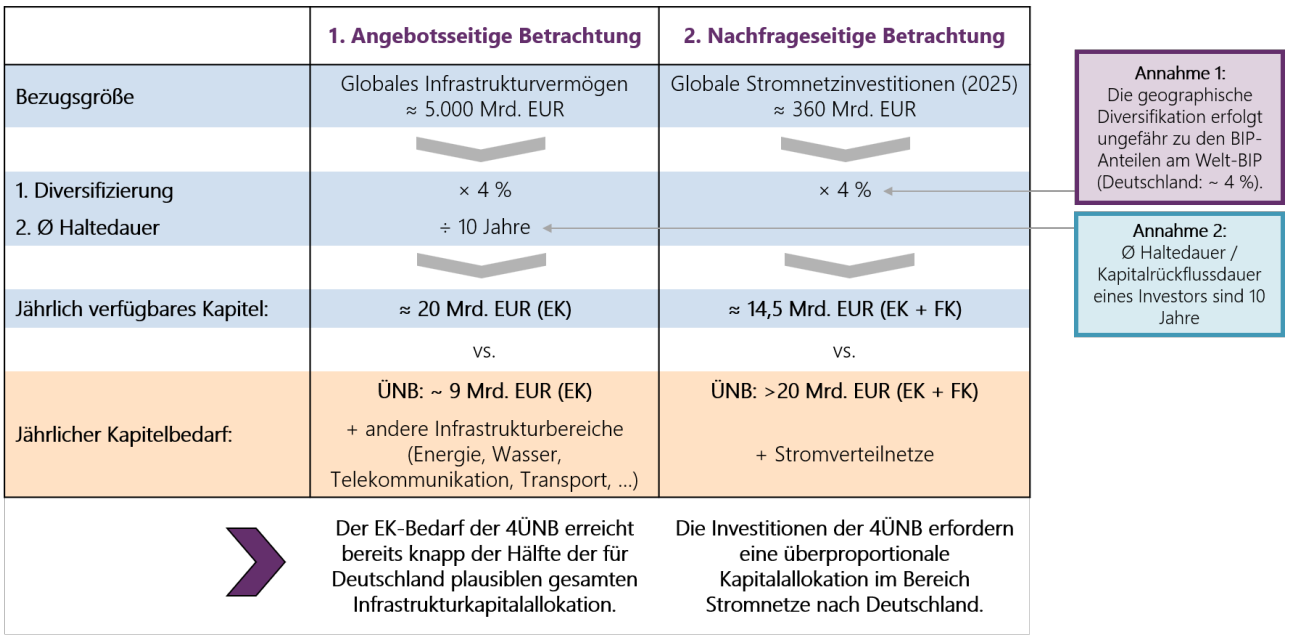
88 Eine Studie des Beratungsunternehmens BCG spricht von 1,3 Billionen USD Assets under Management in 2024. Siehe https://www.bcg.com/publications/2025/investors-gain-advantage-asset-class-matures [30. Juni 2026]. Eine vom Vermögensverwalter Macquarie Asset Management veröffentlichte Liste der größten 100 Infrastrukturinvestoren beziffert die gesamten Assets under Management im Infrastruktursegment auf 2,2 Billionen USD. Siehe https://www.macquarie.com/assets/macq/mam/insights/market-perspectives/2024/macquarie-asset-management-recognised-as-no--1-infrastructure-manager/ipe-ra-infrastructure-managers-2024.pdf [30. Juni 2026].

89 Die Global Listed Infrastructure Organisation beziffert das Volumen auf 3,5 Billionen USD. Siehe https://www.glio.org/ [30. Juni 2026]. Ein Bericht von S&P Global beziffert das Volumen auf 2,4 Billionen USD. Siehe https://www.spglobal.com/spdji/en/documents/research/research-approaches-to-benchmarking-listed-infrastructure.pdf [30. Juni 2026].

90 Zur Umrechnung von USD in EUR verwenden wir vereinfachend einen konstanten Wechselkurs von 1,00 EUR = 1,10 USD.

Infrastrukturvermögen ein jährlich neu allozierbares globales Infrastrukturkapital von rund 500 Milliarden EUR. Dieses Kapital steht nicht allein für deutsche Stromnetzinfrastruktur zur Verfügung. Es verteilt sich auf unterschiedliche Infrastruktursegmente, Regionen und Risikoklassen. Dies gilt erst recht, wenn man – wie die BNetzA-Gutachter – von breit diversifizierten Kapitalmarktinvestoren ausgeht. Ein diversifizierter Investor wird sein Infrastrukturportfolio gerade nicht einseitig auf deutsche Übertragungsnetze konzentrieren, sondern über Länder, Sektoren und Risikoklassen streuen. Nimmt man den Anteil Deutschlands am globalen BIP von rund 4 % als grobe Plausibilisierung, entfallen auf Deutschland rund 20 Milliarden EUR des jährlich neu allozierbaren globalen Infrastrukturkapitals.[91]

Abbildung 9: Der Kapitalbedarf der 4ÜNB beansprucht einen erheblichen Teil des für Deutschland verfügbaren Infrastrukturkapitals



Quelle: NERA-Analyse. Anmerkung: Es handelt sich um Überschlagsrechnungen mit diversen Annahmen und Approximationen.

Dem stellt Frontier Economics (2026) einen Investitionsbedarf der 4ÜNB von 180 bis 200 Milliarden EUR bis 2037 gegenüber. Diese Zahlen beziehen sich jedoch lediglich auf den Onshore-Netzausbau. Insgesamt ergibt sich für den Offshore- und Onshore-Netzausbau gemäß dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 ein Investitionsbedarf von 281 bis 306 Milliarden EUR bis 2037.[92] Der vom BNetzA-Gutachter verwendete Vergleichsmaßstab unterschätzt den tatsächlichen

[91] Der Anteil Deutschlands am nominalen Welt-BIP lag 2024 bei rund 4 %. Das nominale Bruttoinlandsprodukt Deutschlands belief sich auf rund 4,7 Billionen USD, das Welt-BIP auf rund 111 Billionen USD. Siehe International Monetary Fund (2026): GDP, current prices. Verfügbar unter https://www.imf.org/external/datamapper/NGDPD@WEO/OEMDC/ADVEC/WEOWORLD [30. Juni 2026]. Die Verwendung des BIP-Anteils dient ausschließlich der Plausibilisierung der Größenordnung des für Deutschland verfügbaren Infrastrukturkapitals. Tatsächlich hängt die geografische Allokation von Infrastrukturinvestitionen von zahlreichen Faktoren wie Investitionsmöglichkeiten, regulatorischen Rahmenbedingungen und den Anlagestrategien institutioneller Investoren ab.

[92] Dieser Wert ergibt sich im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 vom 13. März 2026 als Summe über die Bereiche Onshore und Offshore. In beiden Bereichen existieren jeweils Investitionsbedarfe für das Startnetz (Onshore: 115 Milliarden EUR, Offshore: 61 Milliarden EUR) und das Zubaunetz (Onshore: 69 bis 81 Milliarden EUR, Offshore: 36 bis 49 Milliarden EUR). Siehe 50Hertz Transmission GmbH et al. (2026): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025 Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Investitionsbedarf der 4ÜNB damit um rund 100 Milliarden EUR. Bei einer unterstellten EK-Quote von 40 % entspricht der EK-Bedarf bis 2037 rund 112 bis 122 Milliarden EUR. Verteilt auf die 13 Jahre von 2025 bis 2037 führt dies zu einem jährlichen EK-Bedarf von durchschnittlich rund 9 Milliarden EUR.[93] Der jährliche EK-Bedarf der 4ÜNB entspricht damit einem erheblichen Anteil des approximierten jährlich für Deutschland verfügbaren Infrastrukturkapitals von rund 20 Milliarden EUR. Dies gilt umso mehr, als Investoren auch innerhalb der Assetklasse Infrastruktur zwischen unterschiedlichen Segmenten wie Transport, Stromerzeugung und Telekommunikation (einschließlich Dateninfrastruktur) diversifizieren.

Die angebotsseitige Überschlagsrechnung illustriert damit, dass der EK-Bedarf der 4ÜNB einen erheblichen Teil des für Deutschland plausibel mobilisierbaren Infrastrukturkapitals erschöpft. Zu derselben Schlussfolgerung gelangt auch eine nachfrageseitige Plausibilisierung. Abbildung 9 fasst die beiden Ansätze zusammen.

2. Nachfrageseitige Betrachtung der weltweiten Stromnetzinvestitionen

Die nachfrageseitige Plausibilisierung setzt bei den weltweiten Investitionen in Stromübertragungs- und Stromverteilnetze an. Nach Angaben der International Energy Agency (IEA) beliefen sich diese im Jahr 2025 auf rund 360 Mrd. EUR.[94] Diese Bezugsgröße ist weit gefasst, da sie sowohl Investitionen in Übertragungs- als auch in Verteilnetze umfasst. Unterstellt man – im Einklang mit den Annahmen der BNetzA-Gutachter – breit diversifizierte internationale Kapitalmarktinvestoren, erscheint es plausibel, dass sich die langfristige Kapitalallokation grob an der wirtschaftlichen Bedeutung einzelner Volkswirtschaften orientiert. Legt man den deutschen Anteil am weltweiten Bruttoinlandsprodukt von rund 4 % zugrunde, ergäbe sich daraus ein jährliches Investitionsvolumen von rund 14,5 Mrd. EUR für deutsche Stromnetzinfrastruktur.

Demgegenüber beliefen sich die Investitionen der 4ÜNB im Jahr 2025 bereits auf deutlich mehr als 20 Mrd. EUR und lagen damit erheblich oberhalb dieser Plausibilisierungsgröße. Hinzu kommen die ebenfalls stark steigenden Investitionen der deutschen Verteilnetzbetreiber. Die deutschen Stromnetzinvestitionen beanspruchen damit einen deutlich überproportionalen Anteil der weltweiten Stromnetzinvestitionen.

Diese Betrachtung zeigt die gegenwärtig beobachtbare Kapitalallokation und nicht, wie viel Kapitel theoretisch in Zukunft mobilisiert werden könnte. Sie verdeutlicht jedoch, dass die 4ÜNB im internationalen Vergleich außergewöhnlich hohe Investitionsvolumina aufweisen. Sollten breit diversifizierte Investoren einen entsprechend überproportionalen Anteil ihrer Infrastrukturinvestitionen in deutsche Übertragungsnetze allokieren, würde dies eine erhebliche Abweichung von einer diversifizierten Marktallokation erfordern.

---

93 Diese Größenordnung ist konsistent mit den Ist-Investitionen der 4ÜNB im Jahr 2025, welche deutlich über 20 Milliarden EUR lagen. Siehe NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina, Abbildung 1. Bei einer EK-Quote von 40 % entsprechen Investitionen im Umfang von 20 Milliarden EUR einem Eigenkapitalbedarf von 8 Milliarden EUR.

94 International Energy Agency (2025): World Energy Investment 2025. Die IEA weist weltweite Investitionen in Stromübertragungs- und Verteilnetze in Höhe von rund 400 Mrd. USD aus. Zur Umrechnung von USD in EUR verwenden wir vereinfachend einen Wechselkurs von 1 EUR = 1,10 USD. Die IEA-Angabe entspricht dann rund EUR 360 Mrd.

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
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

Kurzstellungnahme zum

Einfluss außerordentlich hoher Investitionsvolumina auf das systematische Risiko

im Auftrag von 50Hertz Transmission GmbH, Berlin

Prof. Dr. Dirk Hachmeister
Universität Hohenheim
Fachgebiet Rechnungswesen und Finanzierung

Prof. Dr. Burkhard Pedell
Universität Stuttgart
Fachgebiet Controlling

Stuttgart, 29. Juni 2026

Haftungsausschluss

Diese unabhängige wissenschaftliche Kurzstellungnahme steht im Zusammenhang mit unseren Lehr- und Forschungsaufgaben. Wir haben die Kurzstellungnahme unabhängig in unseren privaten Büros in 73760 Ostfildern, In den Steinen 19/4, bzw. 82343 Pöcking, Feldafinger Str. 49 erstellt. Es basiert auf einer Analyse und Interpretation der einschlägigen Literatur und der internationalen Regulierungspraxis. Wir weisen darauf hin, dass es sich bei diesen Ausführungen um eine abstrakte, fachliche Einschätzung der Autoren handelt, die auf unserer langjährigen wissenschaftlichen Erfahrung und unseren persönlichen Einschätzungen beruht. Eine abweichende Einschätzung durch Dritte, wie z.B. Behörden, Gerichte, Berufs- und Interessenverbände, andere Wirtschaftsprüfer oder Wissenschaftler, ist möglich. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Schäden, die dem Auftraggeber oder Dritten aufgrund unserer Kurzstellungnahme entstehen.

Überblick

Haftungsausschluss **2**

1 Auftrag **4**

2 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse **5**

3 Argumente für risikoerhöhenden Effekt des Investitionsvolumens **8**

3.1 Vorbemerkung 8

3.2 Cashflow-Duration 8

3.3 Operating Leverage 12

3.4 Real-Optionen 16

3.5 Hohes Zins- und Rohstoffpreisexposure 18

3.6 Regulatory Lag 19

3.7 Höheres Regulierungsrisiko 20

4 Argumente gegen kompensierenden Effekt einer Veränderung des Regulierungssystems **23**

4.1 Vorbemerkung 23

4.2 Vergleichbarkeit der Peers für die Bestimmung des Beta-Faktors hinsichtlich des vorherrschenden Regulierungssystems 24

5 Schlussfolgerungen **29**

5.1 Ergebnisse 29

5.2 Empfehlungen 30

5.3 Referenzfall der internationalen Regulierungspraxis 31

5.4 Fazit 33

6 Literatur **35**

1 Auftrag

Die 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, hat uns am 15.05.2026 damit beauftragt, eine Kurzstellungnahme darüber zu erstellen, inwiefern der durch die Energiewende bedingte sehr hohe Investitionsbedarf der Übertragungsnetzbetreiber einen Aufschlag gegenüber dem aus einer internationalen Vergleichsgruppe abgeleiteten Beta-Faktor bzw. Eigenkapitalzinssatz rechtfertigt.

Hintergrund ist das laufende Verfahren der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber[1] und der dazugehörigen Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes.[2] Neben den Entwürfen für diese Festlegungen lag uns ein Gutachten von NERA im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber vor, das einen möglichen Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz zur Kompensation von zusätzlichen Risiken durch außerordentlich hohe Investitionsvolumina analysiert.[3] Darüber hinaus lagen uns Gutachten von Frontier Economics[4] sowie von Betzer, Krüger und Stehle[5] vor, die im Auftrag der BNetzA in Reaktion auf das Gutachten von NERA erstellt wurden.

Der Fokus unserer Stellungnahme liegt auf einer Prüfung von Argumenten, die einen risikoerhöhenden Effekt sehr hoher Investitionsbedarfe begründen könnten, sowie von Argumenten, die einen kompensierenden Effekt durch in den Entwürfen geplante Veränderungen des Regulierungssystems begründen könnten. Als Rahmen für unsere Analyse dient das CAPM, sodass der Einfluss auf das systematische Risiko hervorgehoben sollte; andere Einflussfaktoren werden auftragsgemäß nicht betrachtet.

Die Stellungnahme entstand in der Zeit zwischen dem 16.05.2026 und dem 29.06.2026 und wird von uns gemeinsam getragen. Wir haben sie nach bestem Wissen von wissenschaftlichen Erkenntnissen, Praxis und Rechtsprechung zur Regulierung erstellt.

---

1 BNetzA (2025a), Entwurf der Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber, GBK-25-01-1#2.

2 BNetzA (2025b), Entwurf der Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes, GBK-25-02-3#1.

3 NERA (2026).

4 Frontier (2026).

5 Betzer/Krüger/Stehle (2026).

2 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

(1) Bei einer kapitalmarktgestützten Ermittlung von Eigenkapitalkosten werden nur systematische Risiken entgolten; unternehmensspezifische (nicht systematische) Risiken sind hingegen irrelevant, weil jeder Anleger diese durch Diversifikation vermeiden kann. Beim CAPM wird das systematische Risiko durch den Betafaktor ausgedrückt. Er wird definiert durch die Kovarianz der erwarteten Rendite einer Aktie mit der erwarteten Rendite des Marktportefeuilles; dividiert durch die erwartete Varianz des Marktportefeuilles. In der Praxis wird dabei auf die realisierten Wochen- oder Monats-Betas über einen Zeitraum der letzten 2 bis 5 Jahre verwiesen.

(2) Eine solche historische Ermittlung des Betafaktors ist nur dann sinnvoll, wenn erwartet wird, dass das künftige systematische Risiko sich nicht vom systematischen Risiko in der betrachteten historischen Periode unterscheidet. Nur wenn die künftig geltenden Einflussfaktoren in Deutschland – wie ein sehr hohes Investitionsvolumen – bereits während der Messperiode für die Peer Group galten, ist eine Fortschreibung und Übertragung dieses Schätzers für deutsche Netzbetreiber angemessen. In der analytischen und empirischen Literatur sind viele Ansätze identifiziert worden, welche ökonomischen Einflüsse auf Betafaktoren wirken, um darauf aufbauend die Fortschreibung historischer und die Schätzung künftiger Betafaktoren zu verbessern.

(3) Eine höhere Investitionsintensität verändert bei Netzbetreibern die bisherige Zahlungsstruktur und erhöht das systematische Risiko. In unseren Ausführungen haben wir fünf Kanäle identifiziert:

i. **Cashflow-Duration**: Hohe Investitionsnotwendigkeiten in der Gegenwart und nahen Zukunft (und damit ein in realen Märkten verbundener Ausschüttungsverzicht) verlängern die Cashflow-Duration und erhöhen die Sensitivität gegenüber Zinssatzänderungen und ökonomischen Schocks. Es gibt eine Vielzahl von wissenschaftlichen Ansätzen, die einen Einfluss der Casflow-Duration auf das systematische Risiko zeigen.
ii. **Operating Leverage**: Durch die hohen Investitionsnotwendigkeiten wird die operative Flexibilität von Unternehmen vermindert, weil auf Nachfrageschwankungen kaum reagiert werden kann. Hohe Fixkosten erhöhen die Sensitivität der Überschüsse/Rendite gegenüber Nachfrageschocks. Regulierung vermindert die Schwankungen, jedoch erst

mit einem Zeitverzug von bis zu zwei Jahren. Die risikoerhöhenden Wirkungen des Operating Leverage finden in der Regulierungsdiskussion breite Zustimmung.

iii. **Real-Options-Hebel**: Während der Bauphase haben Unternehmen verschiedene Handlungsmöglichkeiten. Wegen diese Optionsmöglichkeiten reagiert der Projektwert überproportional sensibel auf Veränderungen der Markterwartungen, was das Beta der Investitionsphase über das Betriebs-Beta hinaus erhöht.

iv. **Zins- und Rohstoffpreisexposure**: Hohe Investitionsvolumina erhöhen den Refinanzierungsdruck und die Abhängigkeit von volatilen Rohstoffpreisen und Zinsentwicklungen.

v. **Regulatory Lag und Regulierungsrisiko**: Die verzögerte und unvollständige Kostenanerkennung und die Unsicherheit über zukünftige Regulierungsänderungen erhöhen das Risiko bei großen Investitionsverpflichtungen, insbesondere in konjunkturell schwachen Phasen.

(4) Die einzelnen Risikofaktoren wirken nicht unabhängig voneinander, sondern sind in ihrer Wirkung miteinander verknüpft. Die Kombination aus hoher Investitionsintensität, Operating Leverage, längerer Duration der erwarteten Rückflüsse und regulatorischer Unsicherheit führt zu einem komplexen Risikoprofil, bei dem sich die Effekte teilweise überlappen können. Die Gesamtwirkung ist nicht additiv, sondern resultiert aus einer nicht-linearen Interaktion der einzelnen Komponenten. Zwar werden der Operating Leverage und der Real-Options-Hebel durch die Regulierung gedämpft, aber aufgrund systembedingt zeitlicher Verzögerungen bei der Anerkennung oder der möglichen Nicht-Anerkennung von Kosten aufgrund von Effizienzprüfungen bleibt der positive Einfluss auf das systematische Risiko bestehen. Die Verschiebung der erwarteten Zahlungsströme in die Zukunft hat wegen der Regulierung sogar eine verstärkende Wirkung, weil nun nicht nur Zins- und Rohstoffpreisrisiken oder (welt-)politische Risiken das systematische Risiko bestimmen, sondern der Regulatory Time Lag und Regulierungsrisiken diesen Effekt verstärken.

(5) Der mögliche Einwand, dass die zukünftige Cost-Plus-Regulierung das erhöhte Risiko bereits kompensiert, ist nicht zu belegen. Die künftige Regulierung ist keine reine Kostenerstattung, sondern eine Zwischenform mit eigenständigen Risiken (u. a. Ex-post-Kostenprüfungen mit bislang unbekannten Effizienzvorgaben , die das systematische Risiko gegenüber dem bestehenden Regulierungssystem, beim dem auch keine reine Anreizregulierung umgesetzt wurde, und insbesondere gegenüber den Risiken der Peer Group nicht wesentlich unterscheidet.

(6) Sollen die Kapitalkosten nicht notierter Unternehmen bestimmt werden, wird auf vergleichbare Unternehmen verwiesen (Peer-Group-Beta). Die Kenntnis der Einflussfaktoren auf den Betafaktor hilft auch bei der Zusammenstellung der Peer Group. Die Auswahl der Peer Group zur Ermittlung des Beta-Faktors muss nicht nur die Geschäftstätigkeit, den Verschuldungsgrad und das Regulierungssystem beachten, sondern auch – im konkreten Fall – das Investitionsvolumen und die Investitionsintensität sowie deren Rückwirkungen auf die zeitliche Struktur der Cashflows, den Operating Leverage und mögliche mit den Investitionen verbundene Realoptionen. Wenn während der Regulierungsperiode andere Einflussfaktoren auf das systematische Risiko wirken als auf die Vergleichsunternehmen in der Messperiode, wird das systematische Risiko für ein nicht notiertes Unternehmen verzerrt ermittelt. Bezogen auf den konkreten Fall: Netzbetreiber mit ausgebauten Netzen und niedriger Investitionsintensität haben niedrige Risiken und Betas als Netzbetreiber in der Investitionsphase mit hohem Kapitalbedarf und hoher Investitionsintensität.

(7) Internationale Referenzfälle (z. B. Niederlande) bestätigen, dass eine höhere Investitionsintensität mit einer Anpassung des Beta-Faktors oder des WACC berücksichtigt wird. So wurde in den Niederlanden das ermittelte Median-Beta für TenneT offshore um eine Standardabweichung erhöht, um deren deutlich höhere Investitionsintensität zu berücksichtigen. Auch wenn als Begründung für das höhere systematische Risiko aufgrund von hohen Investitionsauszahlungen ein anderer Ansatz gewählt wird, erkennt der niederländische Regulierer den Einfluss des Investitionsvolumens auf das systematische Risiko an.

(8) Die Argumente machen deutlich, dass die Risikoeinschätzung nicht allein auf historischen Beta-Werten basieren kann, die aus einer Peer Group von Unternehmen mit niedriger Investitionsintensität stammen. Ein Fortschreiben dieser so ermittelten historischen Betafaktoren als Schätzer für das systematische Risiko deutscher Netzbetreiber in der kommenden Regulierungsperiode unterschätzt deren systematisches Risiko. Stattdessen muss die strukturelle Risikolage der Netzbetreiber – insbesondere durch Investitionsvolumen und Investitionsintensität – explizit berücksichtigt werden, um eine angemessene Kompensation für die erhöhten systematischen Risiken zu gewährleisten.

3 Argumente für risikoerhöhenden Effekt des Investitionsvolumens

3.1 Vorbemerkung

Die analytische und empirische Literatur hat in den letzten Jahren ökonomische Einflussfaktoren identifiziert, die das systematische Risiko verändern. Die folgenden Ausführungen zeigen, wie das systematische Risiko durch außerordentlich hohe Investitionen beeinflusst werden kann. Diese Forschung ist zu beachten, wenn man historisch gemessene Betafaktoren als Schätzer für künftige Betafaktoren verwendet. Sollten bei der Messung des historischen Betafaktors in der betrachteten Periode andere Rahmenbedingungen vorgelegen haben, als sie künftig gelten, ist eine Fortschreibung nicht angemessen; nur wenn das Risikoprofil während der historischen Messperiode mit dem erwarteten Risikoprofil übereinstimmt, ist eine Fortschreibung sinnvoll. Wird für die historische Schätzung der Betafaktoren auf eine Peer Group verwiesen, weil keine eigene Notierung vorliegt oder diese als verzerrt gilt, muss sichergestellt werden, dass das Risikoprofil dieser Unternehmen während der Messperiode vergleichbar mit dem künftigen Risikoprofil ist. Auch Randl und Zechner (2022b, S. 69) stellen hinsichtlich der Auswahl von Vergleichsunternehmen (Peers) fest, dass diese ein dem zu analysierenden Unternehmen möglichst ähnliches Risikoprofil aufweisen sollen. Dem ist zuzustimmen.

Hat das zu analysierende Unternehmen beispielsweise eine andere Geschäftstätigkeit, einen anderen Verschuldungsgrad, eine andere zeitliche Struktur der Cashflows aufgrund der Investitionsnotwendigkeiten oder ein anderes Regulierungssystem als die Peers, so schränkt dies die Vergleichbarkeit ein und ist angemessen zu berücksichtigen, wenn die Daten dieser Peers dennoch verwendet werden. Eine Anpassung des aus den Daten von Peers abgeleiteten Beta-Faktors ist dann angezeigt.

Die Analyse von NERA (2026) zeigt, dass das CAPEX-Anlagevermögen-Verhältnis bei deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Vergleich mit der internationalen Peer Group, die für den Beta-Vergleich herangezogen wird, deutlich höher liegt als in der Peer Group während der Messperiode.

3.2 Cashflow-Duration

Durch die hohen Investitionen in die Netze werden sich auch die Ausschüttungen und Kapitalrückflüsse an die Eigenkapitalgeber zeitlich nach hinten verschieben; den anderen

Anspruchsgruppen wird nicht vermittelbar sein, dass bei hohen Investitionssummen das bisherige stabile Ausschüttungsniveau der Netzbetreiber aufrechterhalten bleibt. Bei vollkommenen Märkten gilt zwar gem. der neoklassischen Theorie die Irrelevanz der Ausschüttung,[6] unter realen Kapitalmarktbedingungen sind jedoch Investitions- und Finanzierungsentscheidungen nicht unabhängig. Durch Steuern, Transaktionskosten und asymmetrische Informationen zwischen Unternehmen und Kapitalgebern kommt es zu einer „Hackordnung" bei der Finanzierung (*Pecking-Order-Theorie*): Innenfinanzierung vor Außenfinanzierung durch die Emission von Anleihen und diese vor einer Außenfinanzierung mithilfe der Emission von Aktien.[7]

Selbst Betzer, Krüger und Stehle äußern sich hier vorsichtig im Konjunktiv „Würde der Kapitalbedarf in ausreichender Weise extern finanziert, so wären weiterhin jährliche Ausschüttungen an die bisherigen Eigenkapitalgeber möglich." Dann verweisen sie auf Irrelevanz der Ausschüttung: „Letztere Vorgehensweise liegt auch dem CAPM zugrunde und sollte auf einem gut funktionierenden Kapitalmarkt zumindest nahezu gegeben sein."[8] Ob diese Gegebenheiten bei der konkreten Situation gegeben *sind*, bleibt unbeantwortet. Insbesondere wird die zu erwartende Diskussion in Politik und Gesellschaft sowie mit der BNetzA ausgeblendet, die kein Verständnis zeigen wird, wenn das bisherige Ausschüttungsniveau für bestehende *und* neue Anteilseigner trotz der hohen Investitionen aufrechterhalten wird. Es geht nicht nur um die bisherigen Eigentümer, sondern auch um künftige. Auch wenn über gesellschaftsrechtliche Vereinbarungen eine andere Gewinnverteilung als nach Anteilen festgelegt werden könnte, widerspricht dies den Grundsätzen einer ordnungsmäßiger Corporate Governance. Wenn doch, müssten für diese unterschiedlichen Klassen von Eigenkapital auch eigenständige Eigenkapitalkostensätze geschätzt werden; dies gilt im Übrigen auch, wenn Klassen von Eigenkapital nicht nur unterschiedliche Ausschüttungsansprüche haben, sondern auch unterschiedliche Mitspracherechte.[9]

Die moderne finanzwirtschaftliche und kapitalmarktorientierte Forschung zeigt, dass mit einer zeitlich nach hinten verschobenen Ausschüttungspolitik das systematische Risiko von Aktien aus Sicht der Aktionäre steigt. Diese Literatur gibt rationale Erklärungen für die von Myron J.

---

6 Vgl. Miller/Modigliani (1961).

7 Vgl. Myers/Majluf (1984).

8 Betzer/Krüger/Stehle (2026), S. 9.

9 Betzer/Krüger/Stehle (2026), S. 13.

Gordon[10] formulierte, auf Verhaltensannahmen basierende „Spatz in der Hand-Theorie", wonach weiter in der Zukunft liegende Dividenden für Investoren unsicherer und riskanter sind; eine Verschiebung von (Dividenden-)Zahlungen in die Zukunft erhöht die geforderte Eigenkapitalrendite:

- Beaver, Kettler und Scholes[11] untersuchen in ihrer Pionierstudie, welche Unternehmensdaten das Markt-Beta am besten vorhersagen können. Das Ergebnis ist eindeutig: Die Ausschüttungsquote (Dividend Payout Ratio) hat eine der stärksten negativen Korrelationen mit dem Beta. Ein Senken oder Verschieben der Dividende in die Zukunft führt zu einem höheren systematischen Risiko. Auch Ben-Zion und Shalit[12] zeigen bei einer sinkenden Dividende ein steigendes Risiko. Während Beaver, Kettler und Scholes die Ausschüttungsquote (*Dividend Payout Ratio*) als Bilanzkennzahl nutzen, entwickeln Ben-Zion und Shalit einen standardisierten Dividendenindex (*Dividend Record*). Dieser misst sowohl die Kontinuität der Zahlungen als auch das Niveau der Dividendenrendite über die vergangenen Jahre. Die Ergebnisse werden in späteren vergleichbaren Studien bestätigt.[13]
- In ihrem Durations-Modell zeigen Dechow, Sloan und Soliman,[14] dass Unternehmen, die ihre Dividenden in die Zukunft verschieben, also die „Duration von Aktien" erhöhen, eine höhere Volatilität und ein höheres systematisches Risiko haben, weil die Prognoseunsicherheit über lange Zeithorizonte hinweg systematisch mit der allgemeinen Wirtschaftsentwicklung korreliert. Einen positiven Einfluss der „Duration von Aktien" auf das systematische Risiko konnte auch Weber[15] zeigen. Zu früheren Arbeiten siehe Dyl und Hoffmeister[16] sowie Baskin[17].

---

10 Vgl. Gordon (1959); Gordon (1962).

11 Vgl. Beaver/Kettler/Scholes (1970).

12 Vgl. Ben-Zion/Shalit (1975).

13 Vgl. Lee/Chang (1986); Hussainey/Mgbame/Chijoke-Mgbame (2011). Vgl. auch die Zusammenstellung bei Hachmeister (1995), S. 219-223.

14 Vgl. Dechow/Sloan/Soliman (2004).

15 Vgl. Weber (2018).

16 Vgl. Dyl/Hoffmeister (1986).

17 Vgl. Baskin (1989).

- Neue Ansätze basieren auf unterschiedlichen Asset-Pricing Studien: Brennan und Xia[18] zeigen, dass eine Verlagerung von Cashflows in die Zukunft das systematische Risiko eines Wertpapiers erhöht, da Cashflows mit längerer Laufzeit empfindlicher auf stochastische Veränderungen der Zinssätze und Risikoprämien reagieren. Lettau und Wachter[19] belegen, dass Unternehmen mit einer hohe Cashflow-Duration sensibler auf Änderungen der gesamtwirtschaftlichen Diskontierungssätze reagieren. Diese erhöhte Sensitivität gegenüber zyklischen Schwankungen der Gesamtwirtschaft führt zu einem höheren systematischen Risiko bei langer Cashflow-Duration.[20]
- Die Studie von Mazouz et al.[21] zeigt einen signifikant negativen Zusammenhang zwischen der Dividendenausschüttung und dem systematischen Liquiditätsrisiko. Dividendenzahler weisen somit eine geringere Sensitivität gegenüber Marktstörungen auf, wodurch höhere Dividenden mit einem niedrigeren systematischen Risiko einhergehen.

Hohe Investitionen verbunden mit einer höheren Innenfinanzierung verschieben die Ausschüttungen und verlängern die Duration der erwarteten Zahlungen an die Eigentümer und das systematische Risiko von Aktien. Durch die erwarteten späteren Zahlungsrückflüsse werden diese anfälliger gegenüber gesamtwirtschaftlichen Risiken und dem damit verbundenen systematischen Risiko.[22] Für Bewertungszwecke wird festgehalten, „[un]less the cash flow pattern of the comparison stream matches well with the stream of cash flows being valued, the beta risk of comparison firms may not provide an appropriate discount rate for the project."[23] Diese Aussage zum Cashflow-Profil gilt für die Entgeltbestimmung gleichermaßen.

Die Irrelevanz der Ausschüttungen nach Miller-Modigliani[24] basiert auf idealisierten Bedingungen; in der Realität führen asymmetrische Informationen zwischen Kapitalgebern und Unternehmen zu einer Hackordnung in der Finanzierung (Pecking-Order-Theorie). Die neoklassische

---

18 Vgl. Brennan/Xia (2006).

19 Vgl. Lettau/Wachter (2007).

20 Vgl. Santos/Veronesi (2010) zeigen in einem weiteren Ansatz eine hohe Anfälligkeit bei makroökonomischen Schocks.

21 Vgl. Mazouz et al. (2022).

22 Vgl. auch die Argumentation von Wessex Water (2023), S. 31 f., die explizit auf den Ansatz von Brennan/Xia verweisen.

23 Hillier/Grinblatt/Titman (2012), S. 371.

24 Betzer/Krüger/Stehle (2026), S. 9.

Finanzierungstheorie kann daher immer nur Ausgangspunkt für die Diskussion sein. Im konkreten Fall dürften Verbraucher, Politik und Regulierung eine unveränderte Ausschüttungspolitik nicht akzeptieren.

3.3 Operating Leverage

Ein weiterer Strang der Literatur verweist auf den sog. Operating Leverage. Der Operating Leverage (operativer Hebel) misst die Sensitivität des operativen Ergebnisses (EBIT) im Verhältnis zu Umsatzveränderungen. Die zugrundeliegende Mechanik wird durch das Verhältnis von fixen zu variablen Kosten bestimmt: Je höher der Fixkostenanteil in einem Unternehmen ist, desto stärker reagiert das EBIT auf Umsatzschwankungen. Sobald die Fixkosten durch den bestehenden Umsatz gedeckt sind (Break-even-Punkt), führt jeder weitere Erlöseuro zu einem Gewinnanstieg. Sinkt der Umsatz jedoch unter diesen Punkt, entstehen ebenso schnell operative Verluste.

Netzbetreiber weisen als natürliche Monopole eine ausgeprägte Fixkostenlastigkeit auf. Vor dem eigentlichen Netzbetrieb müssen umfangreiche, kapitalintensive Infrastrukturen wie Stromleitungen, Umspannwerke etc. errichtet werden. Die daraus resultierenden Aufwendungen für Abschreibungen auf das Anlagevermögen, Finanzierungskosten sowie die laufende betriebliche Instandhaltung fallen unabhängig von der tatsächlich transportierten Strommenge dauerhaft an. Die variablen Kosten, die direkt mit der Durchleitungsmenge korrelieren – wie etwa für den Ausgleich von Netzverlusten –, sind im Verhältnis dazu sehr gering. Eine zusätzliche transportierte Kilowattstunde verursacht kaum unmittelbare Grenzkosten.

> **„Ein hoher Anteil fixer Kosten erhöht die systematischen Risiken** – In Krisen versuchen die Unternehmen, ihre Kosten zu reduzieren, indem sie ihre Käufe von Inputgütern oder -faktoren (insb. Faktor Arbeit) reduzieren. Dies geht naturgemäß nur bei variablen Kosten, nicht bei Fixkosten. Auch bei Kostenelementen, die grundsätzlich variabel oder sprungfix sind, ist die Fähigkeit zu einer raschen Kostenreduktion unterschiedlich stark ausgeprägt; wenn sie gering ist, spricht man von „Kostenremanenzen“. „Der hohe Fixkostenanteil wirkt daher

verstärkend auf deren systematische Risiken, im Vergleich zum durchschnittlichen Nicht-Infrastrukturunternehmen."[25]

Die grundlegende finanzwirtschaftliche Theorie besagt, dass ein höherer operativer Hebel (Operating Leverage) – bedingt durch einen hohen Anteil an Fixkosten in der Kostenstruktur – das systematische Risiko (Beta) eines Unternehmens maßgeblich erhöht. In der wissenschaftlichen Literatur wird dieser Zusammenhang sowohl theoretisch hergeleitet als auch empirisch belegt. Die wichtigsten Meilensteine und Standardwerke dazu teilen sich in folgende Kernpublikationen auf:

- Lev[26] verknüpft mikroökonomische Produktions- und Kostentheorien mit dem Capital Asset Pricing Model (CAPM). Er beweist, dass bei einer gegebenen Nachfrageschwankung am Markt Unternehmen mit einem höheren Fixkostenanteil (niedrigeren variablen Stückkosten) eine höhere Volatilität der operativen Gewinne aufweisen. Da diese Volatilität zyklisch mit dem Gesamtmarkt korreliert, erhöht sich die Kovarianz der Aktienrendite mit dem Marktportfolio – was zu einem höheren Beta führt. Er zeigt statistisch signifikant, dass Unternehmen mit einem höheren operativen Hebel ein höheres systematisches Risiko (Beta) am Aktienmarkt aufweisen als ihre flexibleren Wettbewerber.
- Rubinstein[27] erweitert das Capital Asset Pricing Model (CAPM) und zeigt mathematisch, dass sich das systematische Risiko eines Unternehmens aus dem reinen Marktrisiko, dem finanziellen Risiko (Verschuldung) und dem operativen Risiko (Fixkostenstruktur) zusammensetzt.
- Gahlon[28] und Gahlon und Gentry[29] analysieren den Operating Leverage explizit als Determinante des Betas und zeigen, dass eine Erhöhung des *Degree of Operating Leverage* (DOL) direkt zu einem höheren systematischen Risiko führt.
- Mandelker und Rhee[30] entwickeln ein Modell, das das Beta einer Aktie direkt mit dem Grad des operativen Hebels (DOL) und dem Grad des finanziellen Hebels (DFL)

---

25 Vgl. Randl/Zechner (2022a), S. 53 (beide Zitate).

26 Vgl. Lev (1974).

27 Vgl. Rubinstein (1973)

28 Vgl. Gahlon, (1981).

29 Vgl. Gahlon/Gentry (1982).

30 Vgl. Mandelker/Rhee (1984).

verknüpft. Sie weisen empirisch nach, dass beide Hebel positiv mit dem systematischen Risiko korrelieren.

Neuere empirische Studien untersuchen verstärkt die Schattenseiten einer hohen operativen Hebelwirkung auf die Marktstabilität.

- Zhu und Zang[31] weisen nach, dass ein hoher Operating Leverage das Risiko von abrupten Aktienkursabstürzen (*Stock Price Crash Risk*) um 5,5 % bis 6,9 % erhöht. Sie zeigen damit, dass die klassische Fixkostenstarrheit nicht nur das kontinuierliche systematische Risiko (Beta) erhöht, sondern das Risikoprofil asymmetrisch verzerrt. Methodisch identifizieren die Autoren zwei Kanäle: Investoren überschätzen in guten Zeiten das Wachstumspotenzial und ignorieren die inhärenten Fixkostenrisiken.

In der moderneren Asset-Pricing-Literatur wird der operative Hebel genutzt, um die höhere Risikoprämie von Substanzwerten (Value-Aktien) gegenüber Wachstumswerten (Growth-Aktien) zu erklären:

- Carlson, Fisher und Giammarino[32] zeigen, dass Unternehmen in Abschwungphasen ihre Fixkosten (Maschinen, langfristige Verträge) nicht einfach abbauen können. Dieser „unflexible“ operative Hebel macht insb. unprofitable Firmen in Rezessionen systematisch anfälliger für Marktschocks, was ihr Beta und damit ihre erwartete Rendite erhöht.
- Novy-Marx[33] belegt, dass hohe operative Kosten wie eine fundamentale Hebelwirkung (analog zum finanziellen Hebel) wirken. In wirtschaftlich schlechten Zeiten binden diese Kosten das Kapital unelastisch. Dieses Risiko schlägt direkt auf die Kovarianz der Firmenrendite mit dem Gesamtmarkt durch. Das Beta steigt folglich an. Er zeigt im Kontext von Produktions- und Asset-Pricing-Modellen, dass der operative Hebel eine fundamentale Triebkraft für branchenübergreifende Risikounterschiede darstellt, da Fixkosten in Abschwungphasen nicht flexibel abbaubar sind.
- Zhang[34] erklärt die Value-Prämie anhand der operativen Hebelwirkung und der kostspieligen Reversibilität und argumentiert, dass Value-Unternehmen, die durch hohe

31 Vgl. Zhu/Zang (2025).

32 Vgl. Carlson/Fisher/Giammarino (2004).

33 Vgl. Novy-Marx (2011).

34 Vgl. Zhang (2005).

Anlagevermögen und Anpassungskosten belastet sind, in Konjunkturabschwüngen einem überproportional höheren systematischen Risiko (Beta) ausgesetzt sind. Die Analyse zeigt, dass diese hohe operative Hebelwirkung in Verbindung mit unelastischem Kapital Value-Aktien in Krisen riskanter macht und daher im Vergleich zu Wachstumsaktien eine höhere Risikoprämie erfordert.

– Kogen et al.[35] zeigen, dass die Aktienrendite zunächst mit steigendem Operating Leverage ansteigt, dann aber bei hohen Werten drastisch einbricht (*Hump-Shape*-Verlauf). Das führt dazu, dass Firmen mit hohem Operating Leverage im Schnitt niedrigere Renditen und negative CAPM-Alphas aufweisen – obwohl ihr Beta nachweislich erhöht ist. Dies deutet darauf hin, dass das CAPM allein nicht ausreicht, um die Risikoprämie zu erklären, und dass nichtlineare Effekte eine Rolle spielen.

Bricht in einer Rezession (einem systematischen Marktschock) der Umsatz ein, fallen die variablen Kosten proportional, während die Fixkosten unverändert bleiben. Das operative Ergebnis (EBIT) bricht dadurch überproportional stark ein. Da diese Sensitivität eng mit dem Konjunkturzyklus verknüpft ist, lässt sich dieses Risiko nicht wegdiversifizieren und schlägt direkt auf das systematische Risiko (Beta) durch. Der Operating Leverage (operativer Hebel) und die Betaschätzung sind eng miteinander verknüpft.

In einem wettbewerblichen Marktumfeld würde dieser hohe Operating Leverage zu einer erheblichen Ergebnisvolatilität und einem entsprechend hohen Geschäftsrisiko führen. Bei Netzinfrastrukturen wird dieses Risiko durch die staatliche Regulierung modifiziert. Die BNetzA setzt Erlösobergrenzen fest, die sich am investierten Kapital (der *Regulated Asset Base*) und den betriebsnotwendigen Kosten orientieren. Bei einer *sofortigen* Anpassung der zulässigen Netzentgelte an die Kostenbasis sichert der Regulator den Unternehmen grds. die zugestandene Eigenkapitalverzinsung. Der hohe Operating Leverage wird in der Praxis in seiner Wirkung somit durchaus gedämpft. Dennoch bleibt das strukturelle Prinzip relevant, weil eine Anerkennung zeitversetzt und keineswegs vollständig sichergestellt ist: Die aktuellen Milliardeninvestitionen in den Netzausbau erhöhen das Anlagevermögen und verstärken die Fixkostenbasis der Betreiber weiter. Diese kapitalintensiven Netzbetreiber haben daher ein höheres Risiko in Abhängigkeit von Konjunkturzyklen.

[35] Vgl. Kogen et al. (2025).

Unterscheiden sich Unternehmen hinsichtlich der Kapitalintensität, wird dies einen Einfluss auf den Betafaktor haben. In der Unternehmensanalyse ist es üblich, den Einfluss dieser Hebelwirkung herauszurechnen, um das tatsächliche operative Geschäftsrisiko einer Peergroup zu ermitteln und für die eigene Betaschätzung zu bereinigen, wenn sich die Kapitalintensität innerhalb der Peer Group und im Vergleich zum Regulierungsobjekt unterscheidet.

3.4 Real-Optionen

Ein anderer Strang der Literatur verweist auf die mit großen und langfristigen Investitionsprojekten (wie bspw. der Bau eines Stromnetz-Korridors) verbundenen realen Kaufoptionen (*Real Options*) auf zukünftige Cashflows. In der Kapitalmarkttheorie wird ein langfristiges Investitionsprojekt während der Bauzeit finanzmathematisch als Kombination aus sequenziellen Optionen (Compound Options) modelliert.[36]

- Pindyck[37] zeigt, dass ein sequenzielles Investitionsprojekt als eine Kette von Kaufoptionen verstanden werden muss. Er leitet her, wie die Unsicherheit über die endgültigen Baukosten und die verzögerte Fertigstellung das Risiko des eingesetzten Kapitals massiv erhöhen.
- Berk, Green und Naik[38] weisen nach, dass das systematische Risiko (Beta) eines Unternehmens direkt von seinem Anteil an Wachstumsoptionen im Bau abhängt. Befindet sich ein Unternehmen in einer Phase massiver Investitionen, treibt der leverage-ähnliche Charakter dieser Optionen das Asset-Beta temporär nach oben. Erst nach der Fertigstellung (Inbetriebnahme) sinkt das Beta wieder auf das Niveau der reinen Vermögenswerte (*Assets-in-Place*).

Jede Option hat einen inhärenten Hebel. Der Wert einer Option reagiert überproportional auf Änderungen des Basiswerts (hier: die zukünftige Marktnachfrage). Da zu Beginn der Bauphase die Investitionssumme (der "Ausübungspreis" der Option) im Verhältnis zum aktuellen

---

[36] Dass Wachstumsoptionen einen Einfluss auf das systematische Risiko haben, zeigten bereits Myers/Turnbull (1977) und Miles (1986).

[37] Vgl. Pindyck (1993).

[38] Vgl. Berk/Green/Naik (1999).

Projektwert sehr hoch ist - dies gilt insbesondere bei dem hohen Investitionsbedarf in Deutschland -, befindet sich die Option mathematisch gesehen "aus dem Geld" oder "am Geld". In diesem Zustand ist die Elastizität am größten. Das Beta der Investitionsphase liegt weit über dem normalen Betriebs-Beta. Der theoretische Hebeleffekt der Compound Options erklärt die erhöhte Sensitivität der Projektwerte gegenüber Marktsignalen. Nach Abschluss der Investitionsphase fällt die Kovarianz mit dem Markt auf das „normale“ Maß zurück. Während der Bauphase steigt die Kovarianz des Projektwerts mit dem Markt stark an. Da das Gesamtportfolio des Unternehmens in dieser Phase zunehmend von diesen unsicheren Investitionen geprägt ist, steigt auch das Beta des Unternehmens.

Allerdings lassen sich diese Argumente nur vorsichtig auf Netzbetreiber übertragen. Der Netzausbau ist keine allein unternehmerische, sondern zuerst eine politische Entscheidung, und die Netzbetreiber haben Investitionsverpflichtungen. Gleichwohl lassen sich folgende Realoptionen auch für Netzbetreiber erkennen:[39]

- Durch die Bauweise des Übertragungsnetzes (z.B. Hochtemperatur-Leiterseile) können Betreiber nach vorheriger Bestätigung der Kostenanerkennung durch die BNetzA auf veränderte Rahmenbedingungen reagieren.
- Als Teil der Planfeststellung von Neubauprojekten gemäß § 43j EnWG können Erweiterungsoptionen bzw. ergänzende Dimensionierungen bereits vorab bestätigt werden. Netzbetreiber können später bei steigendem Bedarf flexibel und kostengünstiger nachrüsten.
- Da Großprojekte lange Planungs- und Genehmigungsphasen haben, können Betreiber den finalen Zeitpunkt von Investitionen (z.B. den Bau eines bestimmten Konverters) bei vorliegenden Änderungen der externen Umfeldbedingungen im Einzelfall wie das Eintreffen von Marktsignalen beim Zubau von Offshore-Windparks anpassen.

Bei Netzbetreibern wird eine Hebelwirkung zwar durch die regulatorische Absicherung (z. B. Aufwandsausgleich) und die Investitionspflicht eingeschränkt. Dennoch bleibt das systematische Risiko – insbesondere in Bezug auf makroökonomische und politische Risiken – ungedämpft und trägt zur erhöhten Volatilität des Unternehmens-Beta bei.

[39] Vgl. auch die Argumentation von Wessex Water (2023), S. 21.

Nach der Inbetriebnahme werden die Investitionen in die Regulatory Asset Base (RAB) übernommen, was allerdings einem regulatorischen Risiko unterliegt, ob die Investitionen vollständig übernommen werden. Die Rendite wird ab diesem Zeitpunkt durch die Regulierung grds. stabilisiert und ist weniger sensitiv gegenüber kurzfristigen Konjunkturschwankungen, sie ist aber nicht vollständig immun gegenüber langfristigen systematischen Risiken wie Inflation in Verbindung mit der Geldpolitik, politischen Kurswechseln sowie regulatorischen Risiken.

Auch wenn es schwierig ist, den Optionswert genau zu modellieren, ist das Konzept hilfreich und wichtig. Es untermauert die Begründung für einen Aufschlag auf die nach CAPM ermittelten Kapitalkosten, um ein systematisches Risiko angemessen abzubilden, wenn dieses durch historische Renditen ermittelt und dabei unterschätzt wird. Welchen fundamentalen Risikotreibern die Netzbetreiber durch die Dimension des Netzausbaus konkret ausgesetzt sind, wird im folgenden Abschnitt analysiert.

3.5 Hohes Zins- und Rohstoffpreisexposure

Eine hohe Investitionsintensität führt nicht nur zu einem hohen Operating Leverage bei Umsatzschwankungen, sondern hat auch ein hohes Exposure gegenüber Zins- und Rohstoffpreisrisiken sowie Lieferengpässen zur Folge. Während Netzbetreiber mit einem abgeschriebenen Bestandsnetz von diesen volatilen Marktentwicklungen weitgehend entkoppelt sind, erfordert der massive Netzausbau enorme Investitionsvolumina. Diese setzen die Unternehmen unter erheblichen Refinanzierungsdruck (Zinsrisiko) und machen sie anfällig für Preissteigerungen bei essenziellen Rohstoffen (z.B. Kupfer, seltene Erden) und Bauteilen. Werden Zinsänderungen und Rohstoffpreisänderungen nicht vollständig oder nur mit zeitlichem Versatz in den Netzentgelten abgebildet, müssen die Netzbetreiber die damit verbundenen Risiken tragen. Haugen, Stroyny und Wichern (1978) zeigen dementsprechend, dass regulierte Energieversorger sensibler auf Zinsänderungen reagieren als ein Vergleichssample von nicht-regulierten Unternehmen. Die Abhängigkeit von diesen makroökonomischen Faktoren lässt das systematische Risiko des Unternehmens ansteigen. Dies kann man den Studien entnehmen, die die Kosten des Netzausbaus in Deutschland schätzen. „Diese Schätzungen unterliegen gewissen

Unsicherheiten, wie zum Beispiel mögliche Veränderungen der Rohstoffpreise oder anderer Faktoren, die den Ausbau hemmen können."[40]

Eine hohe Kapitalintensität führt zu einem stark steigenden Exposure gegenüber makroökonomischen Risiken. Dies verdeutlichen die prognostizierten Kosten für den deutschen Netzausbau bis 2045, die in aktuellen Studien des IMK auf rund 651 Milliarden Euro beziffert werden.[41] Bei einem notwendigen jährlichen Investitionsvolumen von rund 34 Milliarden Euro reagieren Netzbetreiber hochgradig sensibel auf Zinsänderungen, die nicht diversifizierbar sind. Zudem warnen die Ökonomen explizit vor volatilen Rohstoffpreisen und Engpässen bei kritischen Komponenten wie Transformatoren oder Spezialkabeln, welche als systematische, nicht diversifizierbare Risiken die Projektkalkulationen gefährden.[42]

3.6 Regulatory Lag

Guthrie[43] zeigt, dass ein ausgeprägter *Regulatory Lag* das investierte Kapital in eine volatile Position bringt: Zwar bekommt der Netzbetreiber in einem Cost-Plus-Regime nachweisbare Kosten (inklusive Bauzinsen) in der Regel erstattet, indem die Kosten und Bauzinsen während der Bauphase bei volatilen Preis- und Zinsentwicklungen nur zeitlich versetzt refinanziert werden können. Während der Bauphase trägt der Netzbetreiber jedoch das sogenannte Bauzinsrisiko (Interest During Construction - IDC). Wenn während der Bauphase makroökonomische Schocks auftreten (z. B. die Inflation treibt die Tiefbaupreise und Zinsen nach oben), muss der Netzbetreiber diese unvorhergesehenen Kostenanstiege vorfinanzieren. Mit dem jährlichen Plankostenansatz besteht für den Netzbetreiber ein Instrument zur Erfassung der jährlichen Investitionskosten. Im Fall von unvorhersehbaren Kostenänderungen, können diese Abweichungen gegenüber dem ursprünglichen Kostenansatz über die Erfassung im Plan-Ist-Abgleich zeitlich versetzt in künftigen Jahren ausgeglichen werden. Der Zeitverzug besteht damit mindestens zwei Jahre.

---

40 Vgl. Bauermann/Kaczmarczyk/Krebs (2024), Abstract.

41 Vgl. Bauermann/Kaczmarczyk/Krebs (2024), S. 3.

42 Vgl. Bauermann/Kaczmarczyk/Krebs (2024), S. 18.

43 Vgl. Guthrie (2006).

Bei den komplexen Projekten und hohen Investitionsvolumina dauert zudem die Fertigstellung länger, sodass der Regulatory Lag stärker ausgeprägt ist. Zudem besteht ein Risiko, ob der Regulierer diese Kosten in voller Höhe anerkennt. Wenn das Unternehmen die Kosten während dieser Wartezeit (teilweise) selbst tragen muss und nicht sofort an den Markt oder die Kunden weitergeben kann, ist es stärker an die allgemeinen Marktschwankungen gekoppelt. Da die Kompensation durch den Regulierer erst später erfolgt, ist die Rendite in der Bauphase den Marktschocks ausgesetzt. Das fundamentale Risiko des Projekts koppelt sich in dieser Phase an den systematischen Zins- und Inflationszyklus des Marktes. Die Korrelation mit makroökonomischen Risikofaktoren steigt, was das fundamentale Asset-Beta steigert.

3.7 Höheres Regulierungsrisiko

Da der Regulierer sich nicht verbindlich darauf festlegen kann, die Regulierung nicht zu ändern, nachdem die regulierten Unternehmen investiert haben, besteht ein Hold-up-Risiko. Auch wenn der Regulierer darum bemüht ist, das Regulierungssystem stabil zu gestalten, kann er dieses Risiko aufgrund seiner institutionellen Unabhängigkeit und der Unabhängigkeit des Gesetzgebers nicht ausschließen. Das Regulierungsrisiko ist umso größer, je weiter die Cashflows in der Zukunft liegen. Insbesondere in Phasen hoher ausgewiesener Gewinne besteht die Gefahr, dass Renditen abgeschöpft werden, ohne dass bei niedrigen ausgewiesenen Gewinnen eine entsprechende Kompensation gewährt würde. Dies stellt ein asymmetrisches Regulierungsrisiko dar, das in einer schiefen Verteilung von Renditen über die Zeit zum Ausdruck kommt.[44] Aus Sicht der Kapitalgeber besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber sogenannte Stranded Assets in Kauf nehmen müssen, also Vermögensgegenstände, in die mit angemessener kaufmännischer Sorgfalt investiert wurde und die infolge einer unvorhergesehenen Änderung der Regulierung des Netzbetriebs wirtschaftlichen Wert verloren haben.[45] Die finanziellen Konsequenzen sind von den Eigenkapitalgebern zu tragen, erst wenn die Zahlungsfähigkeit soweit eingeschränkt ist, dass die laufenden Zinszahlungen bzw. Kapitalrückzahlungen nicht mehr geleistet werden können (Insolvenz), würde es zu Lasten der Fremdkapitalgeber gehen.

---

[44] Vgl. Kolbe/Tye/Myers (1993); Pedell (2006), S. 40 ff.

[45] Vgl. Crew/Kleindorfer (1999), S. 64.

Es ist davon auszugehen, dass dieses Risiko des regulatorischen Hold-up nicht losgelöst von der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung ist. In konjunkturell schwachen Phasen mit hohen Inflationsraten oder hohen Zinsen ist das Risiko des regulatorischen Hold-up tendenziell höher als in konjunkturell starken Phasen.[46] Das Risiko ist auch nicht vollständig diversifizierbar. Zwar profitieren die Netzkunden von niedrigeren Entgelten, aber selbst, wenn durch Investitionen in Industriekunden eine gewisse Diversifizierung erreicht werden könnte, kann nicht in private Haushalte investiert werden, die letztlich von niedrigeren Netzentgelten profitieren.[47] Dies spricht dafür, dass dieses Risiko zu einem großen Teil systematisch ist und eine entsprechende Kompensation erfordert. In zahlreichen empirischen Studien wurden im Einklang mit diesen Überlegungen Einflüsse der Regulierung sowie einzelner Regulierungsparameter auf das systematische Risiko bestätigt.[48]

Betzer, Krüger und Stehle (2026, S. 11) gehen dagegen in ihrer Argumentation pauschal davon aus, dass es sich beim regulatorischen Risiko um ein diversifizierbares Risiko handele, bleiben allerdings in diesem wichtigen Punkt eine Begründung bzw. einen Beleg dafür schuldig, warum dies so sein sollte. Die von uns vorgebrachten Argumente und die empirische Evidenz sprechen dafür, dass dieses Risiko zumindest teilweise systematisch ist. Die in Abschnitt 4.2 zum Vergleich von Regulierungssystemen herangezogene empirische Literatur zeigt ebenfalls, dass die Ausgestaltung der Regulierung einen Einfluss auf das systematische Risiko hat, was unsere Argumentation zusätzlich stützt.

Eine lange Nutzungsdauer von Investitionen der Netzbetreiber macht es wahrscheinlicher, dass während dieser Zeit Änderungen am Regulierungssystem vorgenommen werden. So hat die BNetzA im Entwurf der Festlegung des Regulierungsrahmens bereits angekündigt, dass sie den Regulierungsrahmen spätestens bis 31.12.2034 im Hinblick auf die Ausgestaltung nach 2037 evaluieren und ggf. konzeptionell anpassen wird.[49] Geht man davon aus, dass Regulierungssysteme auf längere Sicht immer wieder angepasst werden und in der Konsequenz zwischen für die Netzbetreiber mehr oder weniger risikobehafteten Ausprägungen schwanken, so stellt dies aus heutiger Sicht insbesondere dann ein Risiko dar, wenn das

---

46 Vgl. Thompson (1991), S. 192; Pedell (2006), S. 37.

47 Vgl. Ergas et al. (2001), S. 17.

48 Vgl. stellvertretend Clarke (1980); Norton (1985).

49 Vgl. BNetzA (2025a), Tenorziffer 18.

Regulierungssystem im Ausgangspunkt ein eher niedriges Risiko hat, also z.B. eine reine Rate-of-Return-Regulierung vorläge.

Es ist daher festzuhalten, dass der Regulierer das Regulierungsrisiko nicht ausschließen kann, dass dieses größer ist, je weiter die Cashflows in der Zukunft liegen und dass es sich zu einem erheblichen Anteil um ein systematisches Risiko handelt.

4 Argumente gegen kompensierenden Effekt einer Veränderung des Regulierungssystems

4.1 Vorbemerkung

Trotz dieser aufgezeigten Effekte einer erhöhten Investitionsintensität auf das systematische Risiko lehnt die BNetzA einen Zuschlag auf den Eigenkapitalzinssatz bisher ab und verweist dabei darauf, dass die „ … vorgetragenen zusätzlichen Risiken aufgrund des hohen Investitionsbedarfs … durch die Methodik zur Ermittlung des Risikofaktors abgebildet … „ würden.[50] Ein zusätzlicher Aufschlag sei nicht geboten, da „ … den Investitionsbedarfen bereits an anderer Stelle Rechnung getragen wird und diese zudem bereits bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes Berücksichtigung finden.“[51] Vermutlich stellt die BNetzA dabei darauf ab, dass der zukünftige Regulierungsrahmen einer kostenbasierten Regulierung (Cost-Plus-Regulierung) eine risikokompensierende Wirkung habe. Darauf deutet auch das Gutachten von Frontier (2026) im Auftrag der BNetzA hin, das sich zu der Fragestellung äußert, ob die Sondersituation der Übertragungsnetzbetreiber aufgrund des hohen Investitionsbedarfs bereits anderweitig abgebildet würde, und dabei genau auf Anpassungen des Regulierungssystems eingeht.[52]

Dieser Vorgehensweise ist methodisch und vom Gesamtergebnis her gesehen zu widersprechen. Eine nachvollziehbare und konsistente Regulierung sollte möglichst nicht mit Kompensationen arbeiten, die den Charakter eines Quidproquos haben, sondern die Effekte methodisch schlüssig abbilden.

Vom Ergebnis her gesehen würde sich nur dann ein risikokompensierender Effekt ergeben, wenn das zukünftige Regulierungssystem für die Netzbetreiber deutlich risikoärmer wäre und dieser Effekt im Beta-Faktor nicht abgebildet würde. Dann wäre der Beta-Faktor gemessen am zukünftigen Regulierungssystem zu hoch und könnte dafür herhalten, ein anderweitig nicht kompensiertes Risiko aufgrund von erhöhten Investitionsbedarfen der Netzbetreiber abzudecken. Selbst wenn man unterstellt, dass dieser Effekt bestünde, würde sich ein der Höhe nach angemessener Ausgleich auf diese Weise allenfalls zufällig ergeben.

---

50 BNetzA (2025a), Rz. 268.

51 BNetzA (2025a), Rz. 269.

52 Vgl. Frontier (2026), S. 28 ff.

Neben dieser methodischen Fragwürdigkeit wiegt noch schwerer, dass inhaltlich zu bezweifeln ist, dass das Risiko des zukünftigen Regulierungssystems bei der Ermittlung des Beta-Faktors nicht angemessen abgebildet und konkret überschätzt wird. Im Kern geht es dabei um die Frage, ob die Peers in der Vergleichsgruppe für die Bestimmung des Beta-Faktors hinsichtlich des Regulierungssystems hinreichend vergleichbar sind.

4.2 Vergleichbarkeit der Peers für die Bestimmung des Beta-Faktors hinsichtlich des vorherrschenden Regulierungssystems

Das Risiko, das mit unterschiedlichen Regulierungssystemen einhergeht, ist auch für die Beurteilung eines Beta-Faktors relevant, der aus den Daten von Vergleichsunternehmen gewonnen wird. Unterscheiden sich Regulierungssysteme hinsichtlich des systematischen Risikos, das die regulierten Netzbetreiber zu tragen haben, so sollten die Peers hinsichtlich des Regulierungssystems, dem sie unterliegen, möglichst vollständig vergleichbar sein. Ist diese Vergleichbarkeit nicht gegeben, so sind ggf. Anpassungen am Beta-Faktor vorzunehmen.

Regulierungssysteme lassen sich allgemein insbesondere danach unterscheiden, welche Größen, die den Gewinn des regulierten Unternehmens bestimmen, von der Regulierung erfasst werden (Preis, Menge, endogene Kosten, exogene Kosten).[53] Als generische Pole der Formen von Regulierungssystemen lassen sich eine Price-Cap-Regulierung, die nur den Preis festlegt und starke Anreize gibt, und eine Rate-of-Return-Regulierung, die alle Gewinnbestandteile erfasst, unterscheiden. Eine Rate-of-Return-Regulierung, die die Rendite sehr eng an einer Zielrendite hält, dürfte im Vergleich mit einem unregulierten Unternehmen oder einem Unternehmen, das einem Price Cap unterliegt, einen relativ starken Buffering Effect[54] auf die Volatilität der Cashflows haben. Wie im vorhergehenden Abschnitt diskutiert, dürfte dieser Effekt zumindest teilweise das systematische Risiko beeinflussen.

Eine enge Regulierung nimmt dem Netzbetreiber allerdings auch Flexibilität, was sich risikoerhöhend auswirken kann. Werden Preise fixiert, so nimmt dies dem Netzbetreiber die Möglichkeit, kurzfristig auf Änderungen von Nachfrage oder Input-Preise zu reagieren. Dies wird erst

---

53 Vgl. Alexander/Mayer/Weeds (1996), S. 8; Pedell (2006), S. 57 ff.

54 Vgl. Peltzman (1976); Grayburn/Hern/Lay (2002, 2).

bei den Festlegungen für die nächste Regulierungsperiode berücksichtigt, es sei denn, es gibt Anpassungsklauseln, die Kostensteigerungen unmittelbar und zeitnah in die Entgelte weitergeben. Das Erstattungsverfahren durch den Regulator erfolgt jedoch oft mit Zeitversatz (Regulatory Lag). Die Verzögerungen und Starrheit führen in volatilen Marktphasen zu Liquiditäts- und Renditesprüngen – die Kovarianz mit dem Markt nimmt zu, statt zu sinken; das systematische Risiko und der Betafaktor steigen. Welcher der beiden Effekte dominiert, hängt von der konkreten Ausgestaltung des Regulierungssystems ab und lässt sich letztlich nur empirisch beantworten.[55]

Alexander, Mayer und Weeds (1996) unterscheiden den Überlegungen zum Buffering Effect folgend ‚high-powered' und ‚low-powered' Formen von Regulierungssystemen sowie Zwischenformen. Sie zeigen für verschiedene Netzsektoren Unterschiede in den Asset Betas zwischen diesen Formen von Regulierungssystemen auf.[56] Frühe Studien untersuchen den Einfluss des sogenannten Regulatory Climate auf die Kapitalkosten von Netzbetreibern.[57] Ein vorteilhaftes Regulatory Climate wird dabei insbesondere mit umfangreicheren kostenorientierten Elementen (Cost pass-through) und einem kürzeren Regulatory Lag assoziiert. Die Studien vergleichen jeweils die Regulierungssysteme unterschiedlicher US-Bundesstaaten und zeigen übereinstimmend, dass ein vorteilhafteres Regulatory Climate mit signifikant niedrigeren Kapitalkosten einhergeht. Da die Studien die Markwert-Buchwert-Relation heranziehen, um den Effekt auf die Eigenkapitalkosten zu messen, und Anleiheratings für die Fremdkapitalkosten, sind die Ergebnisse entsprechend vorsichtig zu interpretieren. Sie unterstützen jedoch den Buffering Effect insbesondere einer eng an den Kosten orientierten Regulierung. Gaggero (2010) und CEG (2013) finden dagegen keine substanziellen Unterschiede des systematischen Risikos bei unterschiedlichen Formen von Regulierungssystemen. Die empirische Evidenz ist insgesamt als uneinheitlich einzuordnen.

Unterstellt, die Form des Regulierungssystems würde einen Unterschied des systematischen Risikos mit sich bringen, so sollten die Peers für die Bestimmung des Beta-Faktors einem möglichst vergleichbaren Regulierungssystem unterliegen. Dabei ist die zukünftige Ausgestaltung des Regulierungssystems der deutschen Netzbetreiber maßgeblich. Dieses bewegt sich im

---

55 Vgl. Pedell (2006), S. 36 f.

56 Alexander/Estache/Oliveri (2020) bestätigen die Ergebnisse für den Transportsektor.

57 Vgl. Trout (1979); Archer (1981); Dubin and Navarro (1982).

Vergleich mit dem bisherigen Regulierungssystem konzeptionell in Richtung einer Cost-plus-Regulierung. Berücksichtigt man jedoch, dass in der bisherigen Anreizregulierung bereits umfangreiche Elemente einer kostenorientierten Entgeltregulierung enthalten sind – zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang insbesondere der Kapitalkostenabgleich, der einen erheblichen Teil der Kosten erfasst – und dass die zukünftige Regulierung auch keine reine Kostenerstattung vorsieht, sondern nach wie vor Elemente von Kostenprüfungen enthalten soll, so sind die Unterschiede graduell und beide Formen von Regulierungssystemen als Zwischenformen einzuordnen.

So sieht der Entwurf der Festlegung eines Regulierungsrahmens der BNetzA im Hinblick auf Effizienzanreize vor, dass entsprechend dem europäischen Regulierungsrahmen Netzkosten nur anerkennungsfähig sein sollen, wenn sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.[58] Ineffiziente Kosten und insbesondere Kostenbestandteile, die sich im Wettbewerb nicht ergeben würden, sollen nicht angesetzt werden dürfen. Zur Ausgestaltung wird die BNetzA wenig konkret und verweist nur beispielhaft auf Partialbenchmarks, eine Prozesskostenrechnung sowie eine output-orientierte Festsetzung der Kosten als mögliche geeignete Mittel zur Durchsetzung von Effizienzvorgaben. Der zukünftige Regulierungsrahmen ist also keine reine Cost-plus-Regulierung im Sinne einer Kostenerstattung, sondern sieht wie das bisherige Regulierungssystem in erheblichem Umfang Effizienzanreize vor. Überdies wird durch die fehlende Konkretisierung der Instrumente und der Maßstäbe für die Effizienzprüfung im zukünftigen Regulierungssystem zusätzliche Unsicherheit erzeugt. Eine frühzeitige und angemessene Festlegung und Kommunikation dieser Aspekte würden zu einer Reduzierung der daraus resultierenden Kostenanerkennungsrisiken beitragen. Frontier Economics (2026) als Gutachter der BNetzA beschreibt zwar die Stelle zu Effizienzanreizen im Entwurf der Festlegung des Regulierungsrahmens, zieht daraus jedoch keine Implikationen für die Vergleichbarkeit des bisherigen und des künftigen Regulierungssystems, sondern stellt nur pauschal fest, dass die Anpassung des Regulierungssystems „ … ein potentielles Verlustrisiko und Liquiditätsrisiko der ÜNB in Anbetracht der erhöhten Investitionsbedarfe reduziert.“[59] Gleichzeitig mahnt auch Frontier Economics an, die BNetzA solle „ … möglichst zeitnah

[58] Vgl. BNetzA (2025a), Tenorziffer 4 und Rz. 334 ff.

[59] Frontier (2026), S. 29.

Transparenz zum Vorgehen bei der Kostenprüfung sowie zur Anwendung der Effizienzanreize für Kosten im Rahmen der Kosten-plus-Regulierung schaffen."[60]

Umgekehrt, und darauf geht Frontier nicht ein, enthält auch das bisherige Regulierungssystem in hohem Umfang kostenorientierte Elemente, insbesondere den Kapitalkostenabgleich sowie freiwillige Selbstverpflichtungen u.a. für eine Vielzahl von energiewirtschaftlichen Kostenpositionen. Auf Basis der Angaben der vier ÜNB umfassen die der Anreizregulierung unterliegenden Kostenumfänge weniger als 20 %[61] bezogen auf die gesamten Netzkosten. Beim Vergleich mit dem Status-quo kann daher von keinem Übergang von einer reinen Anreizregulierung auf eine reine Cost-Plus-Regulierung gesprochen werden.

Entscheidend für die Übertragbarkeit der in der internationalen Vergleichsgruppe ermittelten Beta-Wert ist jedoch ohnehin die Frage, ob sich deren Regulierungssystem während der Schätzperiode für den Beta-Faktor vom zukünftigen Regulierungssystem der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland unterscheidet. Auch die Unternehmen der internationalen Vergleichsgruppe unterliegen Formen von Regulierungssystemen, die als Zwischenformen einzuordnen sind, die Anreizelemente und kostenorientierte Elemente kombinieren, wie der Überblick über Regulierungssysteme von CEER (2026) zeigt.[62] Deshalb kann ein kompensierender, risikoreduzierender Effekt nicht belastbar mit Unterschieden bei den Regulierungssystemen begründet werden.

Die inzwischen weite Verbreitung von Zwischenformen könnte im Übrigen auch eine Erklärung dafür sein, dass in den jüngeren empirischen Studien keine Unterschiede des systematischen Risikos von unterschiedlichen Formen von Regulierungssystemen nachgewiesen werden konnten.

Daraus lässt sich schließen, dass im Hinblick auf das Regulierungssystem kein wesentlicher Unterschied zwischen den Unternehmen der internationalen Vergleichsgruppe und den Netzbetreibern zu bestehen und mit dieser Begründung keine Anpassung der Beta-Faktoren der Vergleichsunternehmen erforderlich zu sein scheint. Selbst wenn es einen Unterschied der Regulierungssysteme gäbe, sind die empirischen Erkenntnisse zum Zusammenhang zwischen

---

60 Frontier (2026), S. 30.

61 Wert nach Angabe von 50Hertz auf Basis veröffentlichter Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG.

62 Vgl. CEER (2026), Annex 4, Chapter 3.

Regulierungssystem und systematischem Risiko ohnehin so uneinheitlich, dass sich daraus schwerlich belastbar ein Unterschied beim systematischen Risiko ableiten ließe.

Betzer, Krüger und Stehle (2026) unterstellen dagegen pauschal, ohne die Regulierungssysteme im Einzelnen zu untersuchen, „ … dass der geplante Regulierungsrahmen in fast jeder Hinsicht die nicht diversifizierbaren Risiken stärker abfedert als bei den zur Betaermittlung herangezogenen Vergleichsfirmen.“[63] Dabei berücksichtigen sie weder die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Regulierungssysteme als Zwischenformen zwischen Anreizregulierung und Cost-plus-Regulierung noch die mangelnde eindeutige empirische Evidenz für einen Einfluss der Enge der Kostenorientierung des Regulierungssystems auf das systematische Risiko. Bemerkenswert ist auch, dass sie in diesem Zusammenhang ohne weitere Diskussion einen Einfluss auf das systematische Risiko attestieren, im Zusammenhang mit dem Regulierungsrisiko jedoch pauschal davon ausgehen, dass dieses diversifizierbar sei.[64]

63 Betzer/Krüger/Stehle (2026), S. 19.

64 Vgl. Betzer/Krüger/Stehle (2026), S. 11.

5 Schlussfolgerungen

5.1 Ergebnisse

Der Einfluss sehr hoher Investitionsvolumina auf das Asset-Beta bzw. das systematische Risiko lässt sich auf Basis finanzwirtschaftlicher Theorie und empirischer Literatur plausibel und methodisch belastbar begründen. Auf Basis modelltheoretischer Überlegungen und empirischer Ansätze zeigt sich ein Einfluss des Investitionsvolumens auf den Betafaktor. Wenn zur Bestimmung der Kapitalkosten die historischen Renditen einer Peer-Group (die Vergleichsunternehmen zur Beta-Ermittlung) aus Netzbetreibern herangezogen werden, deren Investitionsintensität deutlich niedriger liegt (im Extremfall: deren Netze bereits fertig gebaut sind und die nur noch "Instandhaltung" betreiben), ist der aus dieser Peer-Group ermittelte Betafaktor für deutsche Netzbetreiber zu niedrig.

Die deutschen Netzbetreiber, die wegen der Energiewende in Deutschland in eine starke Investitionsphase eintreten, weisen die folgenden verstärkten Risikoausprägungen auf, die sich in der Peer-Group nicht in gleichem Maße wiederfinden:

- Verschobene Free Cashflows aufgrund hoher Investitionen und verstärkter Innenfinanzierung vermindern die Stabilität und erhöhen die Sensitivität gegenüber Marktschocks und führen zu einem höherem Exposure für verzögerte Erfassung von Kostenänderungen aufgrund von Preis- und Zinsentwicklungen in der Bauphase (Regulatory Lag);
- stärker ausgeprägte Volatilität der Gewinne aufgrund des hohen Operating Leverage;
- hohe Investitionssummen sind mit Real-Optionen verbunden; jede Option hat einen inhärenten Hebel, so dass der Betafaktor der Investitionsphase über dem normalen Betriebs-Beta liegt;
- erhöhte Unsicherheiten in der Investitionsphase bei sich ändernden Rahmenbedingungen und Vielzahl von Reaktionsmöglichkeiten zur Projektumsetzung (Growth Options);
- stärkeres Zins- und Rohstoffpreisexposure;
- höhere Anfälligkeit für Regulierungsrisiko durch weiter in der Zukunft liegende Rückflüsse aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der Anwendung der Regulierung und Änderungen des künftigen Regulierungsrahmens.

Alle Faktoren steigern das systematische Risiko und damit den Betafaktor. Die Effekte der dargestellten Faktoren hängen teilweise zusammen und wirken nicht vollständig additiv. Sie untermauern aber – jeder für sich – die Begründung für einen Aufschlag auf die nach CAPM ermittelten Kapitalkosten, um die erhöhte Unsicherheit aufgrund umfangreicher und komplexer Investitionsprojekte, für die Verpflichtungen bestehen, auszugleichen.

5.2 Empfehlungen

Die Peer Group muss nicht nur im Hinblick auf Geschäftsmodell-, Finanzierungs- und regulatorische Kriterien vergleichbar sein, sondern auch auf eine vergleichbare Investitionsintensität geprüft werden.

Hierfür ist die Investitionsintensität der Netzbetreiber des betrachteten Netzsektors und der entsprechenden Peer Group für den Zeitraum zu vergleichen, der für die Ermittlung des Beta-Faktors herangezogen wird. Für diesen Vergleich sind für die Netzbetreiber des betrachteten Netzsektors und für die Peer Group Kennzahlen zu ermitteln, welche die Investitionsintensität abbilden. Die von NERA (2026, S. 17 ff.) zum Vergleich verwendete Kennzahl CAPEX/Anlagevermögen erscheint in diesem Zusammenhang als eine sinnvolle Wahl. Denkbar sind alternativ oder zusätzlich auch andere Kennzahlen wie CAPEX/Regulatory Asset Base oder CAPEX/Abschreibungen. Auch die Ausschüttungspolitik sollte bei der Auswahl beachtet werden. Kennzahlen wie Ausschüttungsquote oder Dividendenrendite gilt es zu erfassen.

Mit dieser erweiterten Selektion wird sichergestellt, dass die Peer Group nicht nur vergleichbaren Geschäfts- und Finanzierungsrisiken sowie regulatorischen Rahmenbedingungen unterliegt, sondern auch ähnliche, strukturelle Risiken hinsichtlich der Investitionsintensität aufweist. Nur wenn neben den anderen Kriterien eine Investitionsintensität in der Vergangenheit vorliegt, die mit der erwarteten Investitionsintensität der deutschen Netzbetreiber vergleichbar ist, handelt es sich um einen wirklichen „Peer“.

Sollten die Kriterien dazu führen, dass die Peer Group zu klein würde, und werden daher Peers mit abweichender Investitionsintensität herangezogen, so ist eine Anpassung des geschätzten Betafaktors vorzunehmen. Ist die Investitionsintensität der Netzbetreiber im betrachteten Netzsektor wie im vorliegenden Fall größer als diejenige in der Vergleichsgruppe, so ist der

ermittelte Beta-Faktor, um einen Zuschlag zu erhöhen. Ist im umgekehrten Fall die Investitionsintensität geringer, so ist ein Abschlag vorzunehmen.

Auf eine Anpassung des ermittelten Beta-Faktors könnte nur dann verzichtet werden, wenn die in der Peer Group enthaltenen Unternehmen eine vergleichbare Investitionsintensität haben. Nur dann wären historische Betafaktoren als Schätzer für eine künftige Regulierungsperiode angemessen. Die Ausführungen von NERA (2026, S. 5 ff.) zeigen jedoch eine deutlich höhere Investitionsintensität der deutschen Netzbetreiber.

Ist erkennbar, dass die historischen Betafaktoren der Peers das systematische Risiko der künftigen Regulierungsperiode nicht angemessen erfassen, ist der ermittelte Betafaktor anzupassen. Dies bedeutet, dass

- entweder bei der Zusammenstellung der Peer Group die Investitionsintensität beachtet werden muss oder
- der geschätzte Beta-Faktor aus einer Peer Group mit einer abweichenden Investitionsintensität entsprechend angepasst werden muss.

Der nachfolgende Blick in die internationale Regulierungspraxis für Anpassungen beim Beta-Faktor aufgrund sehr hoher Investitionsbedarfe zeigt Beispiele, dass entweder der Punktschätzer für den Beta-Faktor nach oben angepasst wird oder die geschätzte Bandbreite nach oben erweitert wird. Alternativ werden auch Anpassungen direkt am Kapitalkostensatz vorgenommen.

5.3 Referenzfall der internationalen Regulierungspraxis

Für einen Zuschlag auf den Eigenkapitalzinssatz aufgrund umfangreicher Investitionsprogramme gibt es internationale Referenzfälle für regulierte Netzbetreiber. Wir verweisen hier insbesondere auf den aktuellen Beschluss der niederländischen Autoriteit Consument en Markt (ACM) über die Festlegung des WACC im Rahmen der Regulierung von niederländischen Netzbetreiber.[65] Wie bereits bei der vorhergehenden Regulierungsperiode folgt ACM der

[65] Vgl. ACM (2026).

Empfehlung des von ihr beauftragten Gutachters Brattle,[66] den Median des über eine Vergleichsgruppe ermittelten Beta-Faktors in Höhe von 0,36 aufgrund der höheren Investitionsintensität von TenneT offshore um eine Standardabweichung in Höhe von 0,14 zu erhöhen, um die im Vergleich mit den Peers deutlich höhere Investitionsintensität zu berücksichtigen.[67]

Brattle (2025) argumentiert hier wie folgt: „The issue is analogous to what financial analysts refer to with the notion of operating leverage. … The firm with the higher fixed costs will also have a higher beta. … A similar effect applies when a firm commits to make large investments. This is because, from an *ex-ante* perspective, the volatility of future profits relative to current assets will increase. … The effect of large investment commitments on a firm's beta is independent of how the firm finances the investments."[68] Die Notwendigkeit zur Anpassung des Beta-Faktors nach oben leitet Brattle (2025) allein aus der gegenüber der Peer Group deutlich höheren Investitionsaktivität ab: „Similarly to 2021, TenneT offshore transmission business shows the highest RAB growth rate … and the hightest projected investment levels for the coming years …, both of which appear extraordinary compared to the peer group. We thus confirm the approach adopted in the 2021 Brattle Energy Networks Report to be appropriate and recommend applying one standard deviation uplift over the median beta of the peer group for TenneT offshore."[69] Unabhängig von der konkreten Argumentation von Brattle ergeben sich diverse Kanäle, über die eine hohe Investitionsintensität das systematische Risiko beeinflusst (vgl. Abschnitt 3 dieser Stellungnahme).

Einen Überblick über weitere internationale Referenzfälle geben Wessex Water (2023, S. 11 ff.) und NERA (2026, S. 14 f.). Alternativ zu einem Zuschlag auf den Beta-Faktor wird in anderen Fällen teilweise direkt eine Anpassung des WACC nach oben vorgenommen.

Die Diskussion der internationalen Beispiele mit dem Begriff der Präzedenz zu verbinden, ist verkürzend, weil die Einordnung der internationalen Praxis bereits so geleitet wird, dass die aktuellen deutschen Herausforderungen in allen Sachverhalte unter die zitierten Entscheidungen zu subsumieren seien. In den Niederlanden war der hohe Investitionsbedarf explizit

---

66 Vgl. Brattle (2025).

67 Vgl. ACM (2026), S. 16; Brattle (2025), S. 32 ff.

68 Brattle (2025), S. 32 ff.

69 Brattle (2025), S. 39.

angeführt, auch wenn andere Kanäle für das gesteigerte systematische Risiko angeführt werden. Ob konkret ein Zuschlag auf das Eigenkapital vorgenommen oder ein Zuschlag auf den WACC vorgenommen wird oder an eine Obergrenze aus einer Bandbreite gewählt wird, ist nachrangig. Durch die geforderte *Präzedenz* besteht die Gefahr, dass die Diskussion nach dem Grundsatz „*form over substance*“ geführt wird.

5.4 Fazit

Historische Betafaktoren sind nur dann ein verlässlicher Schätzer für das systematische Risiko, wenn die Rahmenbedingungen in der historischen Schätzperiode auch in der Regulierungsperiode gelten. Dies gilt es bei der Festsetzung zu prüfen. Die Erhöhung des systematischen Risikos durch die hohen Investitionsvolumina muss dann anderweitig kompensiert werden, um die Investitionsanreize nicht empfindlich zu verringern. Die historischen Betafaktoren der Peers spiegeln das aktuelle systematische Risiko der Netzbetreiber nicht.

Die Peers in der Vergleichsgruppe zur Bestimmung des Beta-Faktors unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Regulierungssysteme nicht wesentlich; der Beta-Faktor wird daher nicht wegen Unterschieden in den Regulierungssystemen überschätzt und kann damit auch keine Kompensation für das durch die hohen Investitionsbedarfe erhöhte Risiko leisten.

Das CAPM besticht als positive Theorie zwar durch seine einfache und logische Struktur, die mit nur wenigen Inputfaktoren auskommt. Es fokussiert auf systematische Risiken, ist international etabliert und gewährleistet so eine grundsätzliche Vergleichbarkeit von Kapitalkosten. Damit bietet es ein nützliches theoretisches Fundament zur Erklärung und Systematisierung von Marktbewegungen. Dennoch darf es nicht als adäquate Beschreibung der realen Marktdynamik verstanden werden. Bei der Schätzung von Eigenkapitalkosten ist eine mechanistische Anwendung des Modells zu vermeiden. Auch wenn das CAPM rechnerisch präzise Ergebnisse liefert, spiegelt es die komplexe Realität der Kapitalmärkte nicht vollständig wider und suggeriert eine Scheingenauigkeit. So basiert der Betafaktor häufig auf historischen Daten, die keine verlässliche Prognose für zukünftige Risikoprofile ermöglichen – insbesondere in Zeiten hoher Marktvolatilität und struktureller Veränderungen.

Das CAPM oder die Theorie der Irrelevanz der Dividendenpolitik zeigen wichtige Aspekte auf, sie geben Orientierung, welche Argumente bei Regulierungsdiskursen eine Rolle spielen oder welche Rolle sie spielen könnten. Werden diese Theorien jedoch nicht nur zur Strukturierung komplexer Probleme genutzt, sondern als Maßstab dessen, was *richtig und wahr ist*, ist dies eine unangemessene wissenschaftliche Verkürzung: „[D]ie idealen Verwender der Theorie sind ‚mündige Konsumenten' und keine Gläubigen."[70]

Die Stellungnahme entstand in der Zeit zwischen 16. Mai und 29. Juni 2026 und wird von uns gemeinsam getragen. Wir haben sie nach bestem Wissen von Theorie, Praxis und Rechtsprechung zur Regulierung erstellt.

Stuttgart, den 29. Juni 2026

Prof. Dr. Dirk Hachmeister

Stuttgart, den 29. Juni 2026

Prof. Dr. Burkhard Pedell

[70] Schmidt, R.H. (1991), S. 211.

6 Literatur

ACM (2026): Autoriteit Consument & Mark: Methodenbesluit bijlage 3A WACC, 12.02.2026, https://www.acm.nl/system/files/documents/bijlage-3a-wacc_0.pdf, Zugriff am 07.06.2026.

Alexander, I., Estache, A., & Oliveri, A. (2000): A Few Things Transport Regulators Should Know About Risk and the Cost of Capital. Utilities Policy, 9, 1–13.

Alexander, I., Mayer, C. & Weeds, H. (1996): Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms: An International Comparison. Policy Research Working Paper 1698, The World Bank, December 1996.

Archer, S.H. (1981): The Regulatory Effects on Cost of Capital in Electric Utilities. Public Utilities Fortnightly, February 26, 36–39.

Baskin, J. (1989): Dividend Policy and the Volatility of Common Stock. The Journal of Portfolio Management, 15, 19–25.

Bauermann, T., Kaczmarczyk, P., & Krebs, T. (2024): Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe, IMK Study Nr. 97, Dezember 2024, https://www.boeckler.de/fpdf/HBS-009011/p_imk_study_97_2024.pdf, Zugriff am 07.06.2026.

Beaver, W. H., Kettler, P. D., & Scholes, M. S. (1970): The Association Between Market Determined and Accounting Determined Risk Measures. The Accounting Review, 45, 654–682.

Ben-Zion, U., & Shalit, S.S. (1975): Size, Leverage, and Dividend Record as Determinants of Equity Risk. Journal of Finance, 30, 1015–1026.

Berk, J. B., Green, R. C., & Naik, V. (1999): Optimal Investment, Growth Options, and Systematic Risk. The Journal of Finance, 54, 1853–1889.

Betzer, A., Krüger, S., & Stehle, R. (2026): Kurzgutachten zur Notwendigkeit eines Zuschlags auf den Eigenkapitalzinssatz für Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Mai 2026, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x2_UENB/Downloads/Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Zugriff am 12.06.2026.

BNetzA (2025a): Entwurf der Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber, GBK-25-01-1#2.

BNetzA (2025b): Entwurf der Festlegung von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes, GBK-25-02-3#1.

Brattle (2025): Beta, ERP and Gearing for the Dutch Network Operators, 16.05.2025, https://www.acm.nl/system/files/documents/concept-rapport-brattle-voor-klankbordgroep-26-mei_1.pdf, Zugriff am 07.06.2026.

Brennan, M. J., & Xia, Y. (2006): Risk and valuation under an intertemporal capital asset pricing model. The Journal of Business, 79, 1–35.

Carlson, M., Fisher, A., & Giammarino, R. (2004): Corporate investment and asset price dynamics: Implications for the value premium. The Journal of Finance, 59, 2577–2603.

CEER (2026): Council of European Energy Regulators. Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2025, Ref: C25-IRB-75-03.2, 22 January 2026,

https://www.ceer.eu/publication/report-on-regulatory-frameworks-for-european-energy-networks-2025/, Zugriff am 21.05.2026.

CEG (2013): Competition Economist Group. Information on equity beta from US companies, June 2013, https://www.aer.gov.au/system/files/Essential%20Energy%20-%20Attachment%207.20_CEG_Information%20on%20equity%20beta%20from%20US%20companies%20-%202014.pdf, Zugriff am 08.06.2026.

Clarke, R.G. (1980): The Effect of Fuel Adjustment Clauses on the Systematic Risk and Market Values of Electric Utilities. Journal of Finance, 35 (2), 347–358.

Crew, M.A., & Kleindorfer, P.R. (1999): Stranded Assets in Network Industries in Transition. In: Regulation under Increasing Competition, ed. by Michael A. Crew, Boston/Dordrecht/London, 63–78.

Dechow, P. M., Sloan, R. G., & Soliman, M. T. (2004): Implied Equity Duration: A New Measure of Equity Risk. Review of Accounting Studies, 9, 197–228.

Dubin, J.A., & Navarro, P. (1982): Regulatory Climate and the Cost of Capital. In: Regulatory Reform and Public Utilities, ed. by Michael A. Crew, Boston/Dordrecht/London, 141–166.

Dyl, E. A., & Hoffmeister, S. R. (2007): A Note on Dividend Policy and Beta. Journal of Business Finance & Accounting, 13 (1), 107–115.

Ergas, H., Hornby, J., Little, I., & Small, J. (2001): Regulatory Risk. Paper prepared for the ACCC Regulation and Investment Conference, Manly, March 26–27.

Frontier (2026): Frontier Economics. Aufschlag auf Eigenkapitalzinssatz für Stromübertragungsnetzbetreiber. Kurzgutachten für Bundesnetzagentur. 19.05.2026, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x2_UENB/Downloads/Frontier-Kurzgutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Zugriff am 12.06.2026.

Gaggero, A. (2010): Regulation and risk: a cross-country survey of regulated companies. Bulletin of Economic Research, 64, 226–238.

Gahlon, J. M. (1981): Operating leverage as a determinant of systematic risk. Journal of Business Research, 9(3), 297–308.

Gahlon, J. M., & Gentry, J. A. (1982): On the relationship between systematic risk and the degrees of operating and financial leverage. Financial Management, 11(2), 15–23.

Gordon, M.J. (1959): Dividends, Earnings, and Stock Prices. The Review of Economics and Statistics, 41, 99–105.

Gordon, M.J. (1962): The Investment, Financing, and Valuation of the Corporation, Homewood (Illinois).

Grayburn, J., Hern, R., & Lay, H. (2002): A Report for the National Audit Office on Regulatory Risk by NERA. Published in “Pipes and Wires”, National Audit Office, 10 April.

Guthrie, G. (2006): Regulated Firms and the Cost of Capital: Recent Findings. Journal of Economic Literature, 44, 925–972.

Hachmeister, Dirk (1995): Der Discounted Cash Flow als Maß der Unternehmenswertsteigerung, Frankfurt am Main.

Haugen, R.A., Stroyny, A.L., & Wichern, D.W. (1978): Rate Regulation, Capital Structure, and the Sharing of Interest Rate Risk in the Electric Utility Industry. Journal of Finance, 33, 3, 707–721.

Hillier, D., Grinblatt, M., & Titman, S. (2012): Financial Markets and Corporate Strategy, 2. europäische Auflage, London et al.

Hussainey, K., Mgbame, C.O., & Chijoke-Mgbame, A.M. (2011): Dividend policy and share price volatility: UK evidence. The Journal of Risk Finance, 12, 57–68.

Kogen, L., Li, J., Zhang, H. H., & Zhu, Y. (2025): Operating Leverage and Risk Premium. Arbeitspapier präsentiert auf der Jahrestagung der American Economic Association (AEA), Insights at the Intersection of Asset Pricing and Corporate Finance – Philadelphia, January 2026. Zugriff am 05.06.2026.

Kolbe, A.L., Tye, W.B., & Myers, S.C. (1993): Regulatory Risk: Economic Principles and Applications to Natural Gas Pipelines and Other Industries. Boston / Dordrecht / London.

Lee, C. F., & Chang, H.-S. (1986): Dividend Policy and Capital Market Theory: A Generalized Error-Components Model Approach. Journal of Business Research, 14, 177–188.

Lettau, M., & Wachter, J.A. (2007): Why Is Long-Horizon Equity Less Risky? A Duration-Based Explanation of the Value Premium. Journal of Finance, 62, 55–92.

Lev, B. (1974): On the association between operating leverage and risk. Journal of Financial and Quantitative Analysis, 9, 627–641.

Mandelker, G. N., & Rhee, S. G. (1984): The impact of the degrees of operating and financial leverage on systematic risk of common stocks. Journal of Financial and Quantitative Analysis, 19, 45–57.

Mazouz, K., Wu, J., Ebrahim, S., & Sharma, A. (2022): Review of Quantitative Finance and Accounting, 60, 839–876.

Miles, J. A. (1986): Growth Options and the Real Determinants of Systematic Risk. Journal of Business Finance & Accounting, 13(1), 95–105.

Miller, M.H., & Modigliani, F. (1961): Dividend Policy, Growth, and the Valuation of Shares. Journal of Business, 34, 411–433.

Myers, S.C., & Majluf, N.S. (1984): Corporate financing and investment decisions when firms have information that investors do not have. Journal of Financial Economics, 13, 187–221.

Myers, S.C., & Turnbull, Stuart M. (1977): Capital budgeting and the capital asset pricing model - Good news and bad news. Journal of Finance, 32, 321-333.

NERA (2026): Aufschlag auf den EK-Zinssatz zur Kompensation der Mehrrisiken außerordentlich hoher Investitionsvolumina, Gutachten im Auftrag der 4ÜNB, 18.01.2026, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x2_UENB/Stellungnahmen/FL-Entwurf/Stellungnahmen/4UENB_Anlage1.pdf, Zugriff am 07.06.2026.

Norton, S.W. (1985): Regulation and Systematic Risk: The Case of Electric Utilities. Journal of Law and Economics, 28, 671–686.

Novy-Marx, R. (2011): Operating leverage. Review of Finance, 15, 103–134.

Pedell, B. (2006): Regulatory Risk and the Cost of Capital: Determinants and Implications for Rate Regulation, Berlin/Heidelberg, 2006.

Peltzman, S. (1976): Towards a More General Theory of Regulation. Journal of Law and Economics, 19, 211–40.

Pindyck, R. S. (1993): Investments of Uncertain Cost. Journal of Financial Economics, 34, 53–76.

Randl, Otto/ Zechner, Josef (2022a): Bestimmung der Kapitalkosten für Eisenbahninfrastrukturunternehmen – 2022. Bericht für die Bundesnetzagentur. 9. März 2022, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Eisenbahn/VeroeffentlichungenGutachten/KapitalkostenGutachten2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Zugriff am 05.06.2026.

Randl, Otto/ Zechner, Josef (2022b): Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Strom-Übertragungsnetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027, 7. Juli 2022, https://www.e-control.at/documents/1785851/0/RandlZechner_Gutachten_Strom%C3%BCbertragungsnetzbetreiber_20220707.cleaned.pdf/9104bc3a-e531-bc40-55cc-ab171414daef?t=1670920517804, Zugriff am 08.06.2026.

Rubinstein, M. E. (1973): A mean-variance synthesis of corporate financial theory. The Journal of Finance, 28(1), 167–181.

Santos, T., & Veronesi, P. (2010): Habit formation, the cross section of stock returns and the cash-flow risk puzzle. Journal of Financial Economics, 98, 385-413.

Schmidt, R.H., Zum Praxisbezug der Finanzwirtschaftslehre, in Ordelheide, D./Rudolph, B./ Büsselmann, E. (Hrsg.), Betriebswirtschaftslehre und ökonomische Theorie, Stuttgart 1991, S. 197-224.

Thompson, H.E. (1991): Regulatory Finance – Financial Foundations of Rate of Return Regulation, Boston/Dordrecht/London.

Trout, R.R. (1979): The Regulatory Factor and Electric Utility Common Stock Investment Values. Public Utilities Fortnightly, November 22, 28–31.

Weber, M. (2018): Cash flow duration and the term structure of equity returns. Journal of Financial Economics, 128, 486–503.

Wessex Water (2023): WSX31 - Risk and return, October 2023, https://corporate.wessexwater.co.uk/media/0krpfr3w/wsx31-risk-and-return.pdf, Zugriff am 07.06.2026.

Zhang, L. (2005): The value premium. The Journal of Finance, 60, 67–103.

Zhu, L., & Zang, W. (2025): Effect of operating leverage on stock price crash risk: Evidence from China. Economic Modelling, 153, Artikel 107320.

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

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 20.07.2026

ERGÄNZENDE INFORMATIONEN ZUM WISSENSCHAFTSDIALOG AM 24.06.2026 | HIER: NEUE ERKENNTNISSE ZUR FREMDKAPITALVERZINSUNG

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir möchten uns für die Durchführung dieses weiteren Dialogformats über die Ausgestaltung der zukünftigen Kapitalkostenregulierung bedanken. Auch wenn der Konsultationsprozess bisweilen langwierig erscheinen mag, ist eine intensive Befassung mit den substanziellen methodischen Fragen und den Kapitalmarktgegebenheiten unerlässlich, um einen zukunftsfähigen regulatorischen Rahmen definieren zu können. Ziel sollte eine gleichermaßen effiziente und neutrale Fremdfinanzierung sein.

Im Unterschied zum ersten Teil (Eigenkapitalverzinsung) des Wissenschaftsdialogs am 24.06.2026 bot der zweite Teil (Fremdkapitalverzinsung) nur sehr begrenzte Möglichkeiten für einen Austausch über wissenschaftliche und insbesondere kapitalmarktpraktische Erkenntnisse. Die außerordentlichen Kapitalbedarfe der ÜNB bedingen jedoch wesentliche Unterschiede zu den VNB und FNB, die eine ausführliche Würdigung und Einbeziehung praktischer Kapitalmarktperspektiven erfordern. Im Ergebnis ist die Rahmenfestlegung für ÜNB (GBK-25-01-1#2 in Tenorziffern 9.4 und 9.5) dringend von den Regelungen in der Kapitalkosten-Festlegung für VNB und FNB (GBK-25-02-3#1) zu entkoppeln, um die speziellen Anforderungen der ÜNB bei der WACC-Festlegung im nächsten Jahr individuell berücksichtigen zu können.

Im ersten Teil des vorliegenden Schreibens möchten wir ergänzende Analysen und Schlussfolgerungen zur Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes mit Ihnen teilen. Diese basieren auf aktuellen Marktdaten sowie praktischen Marktexpertisen und ergänzen somit unsere umfangreiche Stellungnahme vom 30.01.2026 sowie unser Schreiben zu den Fremdkapitalzinsen vom 11.06.2026 um neue inhaltliche Aspekte und Erkenntnisse.

Diese vertiefenden Analysen zur Frage der Laufzeiten, der Notwendigkeit von Aufschlägen und der Auswahl konkreter Referenzzinsreihen finden sich in den beiliegenden Präsentationen der ÜNB (Anlage 1), von Morgan Stanley (Anlage 2) sowie von ING (Anlage 3). Dieses Anschreiben enthält hierzu eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse.

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),
Katrin Hilmer,
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. Oliver Strangfeld
Vorsitzender des Aufsichtsrates:
Dirk Güsewell

Darüber hinaus wurden beim Wissenschaftsdialog von Seiten der BNetzA Einordnungen und weiterführende Überlegungen zum Fremdkapitalzinssatz – teilweise als Reaktion auf die Stellungnahmen der ÜNB – vorgetragen, welche aus Sicht der ÜNB neue Aspekte beinhalten und daher einer Einordnung bedürfen. Im zweiten Teil gehen wir daher auch auf die Notwendigkeit frühzeitiger Planungssicherheit hinsichtlich der Anerkennung von Fremdkapitalkosten, methodische Vorbehalte gegen die Verwendung individueller Ratings sowie die Berücksichtigung tagesgenauer Zinssätze sowie alternativer Finanzierungsinstrumente ein. Ergänzende Auswertungen zum letzten Punkt sind in Anlage 4 enthalten.

Zum ersten Teil des Wissenschaftsdialogs (EK-Verzinsung) folgt eine separate Rückmeldung der ÜNB.

01. NEUE ERKENNTNISSE UND ANALYSEN

Mit Schreiben vom 11.06.2026 haben die ÜNB aufgezeigt, dass die Parametrierung der Fremdkapitalverzinsung gemäß Festlegungsentwurf bereits heute zu einer signifikanten Kostenunterdeckung führen würde, die sich bei der absehbaren Entwicklung der Finanzierungsanforderungen zukünftig weiter verschärfen wird. Wesentliche Treiber dieser zunehmenden Unterdeckung sind (i) zu kurze regulatorische Laufzeiten und (ii) fehlende Aufschläge für Volumen und Diversifizierung sowie für sogenannte „New Issue Premiums (NIP)“.

Um die Transparenz zur Bedeutung dieser Parameter weiter zu erhöhen, haben die ÜNB weitere Analysen zum Fremdkapitalmarkt sowie zu relevanten Vergleichsunternehmen durchgeführt bzw. durch die Fremdkapitalmarktexperten von Morgan Stanley und ING durchführen lassen, welche insbesondere bezogen auf die Festlegung der Parameter (i) Laufzeit und (ii) Aufschläge sowie (iii) Auswahl eines geeigneten Referenzindexes als weitergehende Nachweise in das Verfahren hiermit eingebracht werden. Die Ergebnisse dieser Analysen werden nachfolgend kurz zusammengefasst und können im Detail den Anlagen 1 bis 3 entnommen werden.

Vertiefende Analysen zu Laufzeiten *(siehe Anlagen 1 bis 3)*

Bezogen auf die Frage nach einer angemessenen Laufzeit ist grundsätzlich auf die Gesamtlaufzeit der jeweils ausstehenden Finanzierungen abzustellen, da sich der Zinsaufwand aus den jeweils ausstehenden Finanzierungen ableitet. In der Diskussion wird dagegen häufig auf die durchschnittlichen Laufzeiten der in einem definierten Zeitraum ausgegebenen Finanzierungen abgestellt. Letzteres verkennt, dass kurzlaufende Finanzierungen früher auslaufen und gemeinsam mit neuen Investitionen durch ein Bündel verschiedener Laufzeiten refinanziert werden. Dieser „Laufzeitbias“ wird auf Folie 5 in Anlage 1 näher erläutert.

Finanzierungen mit durchschnittlicher Laufzeit von 10 Jahren führen aufgrund des außerordentlichen Investitionsprogramms und der CAPEX-Intensität zu erheblichen

(Re)Finanzierungs- und Liquiditätsrisiken. Diese können durch Finanzierungen mit mittlerer Laufzeit von 15 Jahren deutlich abgemildert und aus dem „roten Bereich“ manövriert werden (siehe Folie 6 in Anlage 1).

Eine Verlängerung der Laufzeiten trägt zudem der signifikanten Verjüngung der Altersstruktur des Anlagevermögens durch die beispiellosen Neuinvestitionen der ÜNB bis 2045 Rechnung. Die Restnutzungsdauern des betriebsnotwendigen Anlagevermögens der ÜNB steigen deutlich an und müssen aus Gründen der Fristenkongruenz mit verlängerten Laufzeiten finanzierbar sein („goldene Bilanzregel“). In Anlage 2 wird auf den Folien 6 und 11 auf die Bedeutung der Fristenkongruenz bei der Finanzierung des Anlagevermögens hingewiesen.

Als Nebeneffekt der längeren Laufzeiten sinken die zu erstattenden Emissionsnebenkosten wie Bank- sowie Ratinggebühren und reduzieren so die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten. Diese Gebühren fallen in der Regel als Prozentsatz auf das Emissionsvolumen an und sinken entsprechend mit geringer Emissionsfrequenz.

Relevante große Vergleichsunternehmen mit langlebigen Assets aus den Sektoren Versorgung, Energie und Telekommunikation finanzieren sich im volumengewichteten Mittel ihrer EUR- und USD-Anleihen in acht von zehn Fällen mit Gesamtlaufzeiten von mehr als 15 Jahren, teilweise sogar mehr als 20 und 25 Jahren. Diese Marktevidenz sollte auch bei der Festlegung der regulatorischen Laufzeit der Referenzzinsreihe berücksichtigt werden (siehe Folie 7 in Anlage 1). Insbesondere, weil der Fremdfinanzierungsbedarf der ÜNB voraussichtlich deutlich die aktuell beobachtbaren ausstehenden Senior-Bond-Volumen der größten EUR-Emittenten überschreiten wird (siehe Folie 3 in Anlage 2).

Besonders herauszuheben sind die längeren verfügbaren Laufzeitenbänder im USD-Markt (siehe Folie 11 in Anlage 2). In der Vergangenheit waren die Investitionsvolumen bereits hoch, aber noch im EUR-Markt abbildbar. Das Verhalten der relevanten Vergleichsunternehmen zeigt deutlich, dass die Diversifizierung in Fremdwährungen, insbesondere USD, den Markstandard unter den größten Emittenten darstellt (siehe Folien 5 bis 7 in Anlage 2 sowie Folie 4 in Anlage 3). Dieser Ausblick ist bei der Festlegung des Regulierungsrahmens zu berücksichtigen: Der Regulierungsrahmen gilt erst in der Zukunft und muss folglich absehbare zukünftige Entwicklungen berücksichtigen.

Zusätzlich zu länger laufenden Anleihen sind insbesondere länger laufende sonstige Instrumente wie Schuldscheine, Exportfinanzierungen oder Private Placements zu nennen (siehe Folie 6 in Anlage 2 sowie Folie 4 in Anlage 3)

Ohne eine Verlängerung der Laufzeit im Referenzindex ergibt sich eine zunehmende Unterdeckung der Fremdkapitalkosten, die sich im mit Schreiben vom 11.06.2026 übermittelten Backtest schon jetzt deutlich abzeichnen würde.

Auch bei inversen Zinsstrukturkurven – wie beispielsweise nach der geldpolitischen Wende 2022 zu beobachten – führt eine längere Referenzlaufzeit nicht zu einer

systematischen Besserstellung der ÜNB. In solchen Marktphasen liegen die Zins–sätze längerfristiger Finanzierungen unter denen kürzerer Laufzeiten, sodass eine 15-jährige Referenzreihe die kalkulatorische Fremdkapitalverzinsung reduziert.

Wie die BNetzA im Workshop am 24.06.2026 selbst erwähnt hat, liegt die durchschnittliche Laufzeit der ausstehenden ÜNB-Fremdfinanzierungen derzeit bereits bei 11,7 Jahren. Eine mittlere Laufzeit von 10 Jahren ist für die ÜNB daher schon heute nicht mehr repräsentativ. Wenn sich die ÜNB dennoch bei ihren Kapitalaufnahmen an den regulatorisch vorgegebenen 10 Jahren orientieren müssten, würde sich in Kombination mit den hohen ausstehenden Netzausbauverpflichtungen ein risikobehaftetes Fälligkeitsprofil für die Fremdfinanzierung ergeben (siehe Folie 6 in Anlage 1).

Vertiefende Analysen zu Aufschlägen *(siehe Anlagen 2 und 3)*

Volumenzuschläge in Abhängigkeit von (i) ausstehenden Volumen, (ii) jährlichen Emissionsvolumen, (iii) Transaktionsvolumen sowie (iv) Tranchenvolumen sind in der Praxis üblich, empirisch belegbar und sollten entsprechend regulatorisch vergütet werden (siehe Folien 8 bis 10 in Anlage 2).

Zur Abmilderung des weiteren Anstiegs der Volumenzuschläge diversifizieren relevante Vergleichsunternehmen in (i) Fremdwährungen – wobei USD eine herausragende Rolle spielen – sowie (ii) andere Instrumente (siehe Folien 5 bis 7 in Anlage 2). So finanzieren relevante Vergleichsunternehmen unter den größten Senior EUR-Bond Emittenten im Mittel weniger als die Hälfte ihres Fremdkapitals am europäischen Anleihenmarkt über die Ausgabe von Senior Bonds in EUR (siehe Folie 5 in Anlage 2). Die Mehrkosten für die aufgrund des Umfangs der ÜNB-Finanzierungen notwendige Diversifizierung sollten regulatorisch konsistent und ohne Doppelanerkennung zu den Volumenzuschlägen anerkannt werden.

Neuemissionsprämien („New Issue Premium“, kurz „NIP“) sind in der Praxis üblich (siehe Folie 6 in Anlage 3) und sollten als Kostenbestandteil des Primärmarktes, über den die Anleihefinanzierung erfolgt, vergütet werden, da sie per Definition nicht in sekundärmarktbasierten Referenzreihen enthalten sind. Sie wurde bereits vom BNetzA-Gutachter unter dem Begriff „Underpricing“ benannt und der Höhe nach im Bereich von 19 bzw. 20 Basispunkten eingeordnet.[1]

Die genannten Aufschläge sind per Definition grundsätzlich nicht in den sekundärmarktbasierten Referenzzinssätzen enthalten. Sie werden auch nicht in den aufwandsgleichen Kosten erfasst. Aufgrund der beispiellosen Finanzierungsbedarfe der ÜNB über den Primärmarkt führt eine Nichtberücksichtigung zu einer strukturellen Unterdeckung von Fremdkapitalkosten. Auf Ebene der Rahmenfestlegung empfehlen die ÜNB die Anlage der Aufschläge

[1] *Vgl. Frontier Economics/Randl, Otto/Zechner, Josef (2025): Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode. Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 70*

dem Grunde nach, während die Ausgestaltung der Höhe nach in späteren Festlegungen gesondert erfolgen kann.

Vorschlag einer adäquaten Referenzreihe *(siehe Anlagen 1 und 3)*

Die ÜNB haben sich über die letzten Monate intensiv mit potenziellen Datengrundlagen für Referenzindizes und deren Spezifikationen auseinandergesetzt. Auf den Folien 8 und 9 der Anlage 1 stellen die ÜNB die theoretisch in Frage kommenden Referenzreihen verschiedener Datenanbieter dar, nehmen anhand transparenter Kriterien eine Bewertung vor und leiten eine entsprechende Empfehlung ab.

Im Schreiben der ÜNB vom 11.06.2026 wurde bereits auf die mangelnde Eignung der BVAL-Utilities-Zinskurven des Dienstleisters Bloomberg hingewiesen, da sie den Utilities-Sektor und damit die deutschen ÜNB (inkl. EnBW) nicht adäquat abbilden. Diese Limitationen an den BVAL-Reihen werden auf den Folien 7 und 8 der Anlage 3 vertieft analysiert. Aufgrund dessen sind marktbreite Indizes von S&P Global (iBoxx) und London Stock Exchange (LSEG, ehemals Thomson Reuters Financial and Risk) jenen von Bloomberg vorzuziehen. Die iBoxx-Indizes scheiden allerdings dadurch aus, dass sie lediglich als Restlaufzeitenbänder von 5–7 Jahren, 7–10 Jahren und größer 10 Jahren vorliegen. Dies widerspricht dem Erfordernis eines Index, der eine Restlaufzeit von 15 Jahren aufweisen sollte. Als sachgerecht erweisen sich deshalb die Indizes von LSEG, die die deutschen ÜNB (inkl. EnBW) adäquat abbilden und über die passende Restlaufzeit von 15 Jahren verfügen.

Die ÜNB schlagen darüber hinaus vor, generell auf eine Eingrenzung auf einen Sektor zu verzichten, da sie die Diversifikation von Branchen (außerhalb des Finanzsektors) verhindert und damit mögliche Verzerrungen u. a. aufgrund zu geringer Anzahl an Vergleichsanleihen begünstigt, zumal die ÜNB am Kapitalmarkt im Wettbewerb zu allen Emittenten stehen.

Die ÜNB empfehlen daher den **marktbreiten Non-Financial-Index** von **LSEG** mit einer **Restlaufzeit von 15 Jahren** und einem **pauschalen Rating von BBB** (BBBEURNFI15Y) als Referenzindex festzulegen.

02. REAKTIONEN AUF AUSSAGEN BEIM WISSENSCHAFTSDIALOG

Planungssicherheit über Festlegung der Laufzeiten erforderlich

Im Rahmen des Wissenschaftsdialogs wurde die regulatorische Vorgabe für die über den Anleiheindex abgebildeten durchschnittlichen Restlaufzeiten von Anleihen aus Sicht der ÜNB nur rudimentär diskutiert.

Seitens der BNetzA wurde die Ansicht vertreten, dass Restlaufzeiten im Bereich von 10 Jahren die aktuell beobachtbaren Restlaufzeiten von emittierten Anleihen der Netzbetreiber besser widerspiegelten als Restlaufzeiten um die 15 Jahre.

Gleichzeitig verweist die BNetzA selbst darauf, dass die durchschnittliche Laufzeit ausstehender Finanzierungen der ÜNB aktuell 11,7 Jahre beträgt. Selbst wenn die BNetzA beabsichtigen sollte rein evidenzbasiert festzulegen und absehbare Entwicklungen (noch) nicht zu berücksichtigen, wäre eine Festlegung auf Restlaufzeiten von 10 Jahren nicht mit dem Grundsatz der vollständigen Deckung marktüblicher Fremdkapitalkosten vereinbar.

Wir verweisen hierbei nochmals auf die im Schreiben vom 11.06.2026 übermittelten Analysen zu den jüngsten ÜNB-Kapitalmarktmaßnahmen. Im Rahmen des Festlegungsprozesses sollten die dargelegten Erkenntnisse über die Entwicklung von Finanzierungskonditionen frühzeitig einbezogen werden. Eine Parametrierung rein auf Basis retrospektiv beobachtbarer Laufzeiten führt bereits heute und damit weit vor dem Start der neuen Regulierung ab 2029 zu einem operativen Handlungsdruck für die ÜNB. Für auch mittel- bis langfristig effiziente und tragfähige Finanzierungsentscheidungen ist ein verlässlicher und vorausschauender Handlungsrahmen unabdingbar.

Die im Zeitraum 2026 bis 2029 von den ÜNB begebenen Anleihen sind maßgeblich dafür entscheidend, ob die im Wissenschaftsdialog intensiv diskutierten Finanzierungsspitzen in den 2030er Jahren geglättet und auf ein finanzierbares Niveau begrenzt werden können. Die von der BNetzA skizzierte flexible Regulierung kann hier keine Abhilfe schaffen, da die Netzbetreiber sich zur Vermeidung von Kostenunterdeckungen gezwungen sehen werden, über kürzere Laufzeiten zu finanzieren, die mittel- bis langfristig zu erhöhten Finanzierungsrisiken führen werden.

Mündliche Zusagen, dass man die im Anleiheindex abgebildeten Laufzeiten im Verlauf der nächsten Jahre oder Regulierungsperioden würdigen und ggf. anpassen könne, bieten vor dem Hintergrund unmittelbar bevorstehender Milliardenfinanzierungen keine verlässliche Orientierung. Eine Bestimmung auf Ebene künftiger Einzelfestlegungen käme zeitlich zu spät.

Voraussetzung für eine nachträgliche Anpassung wäre zudem, dass der Querverweis in der ÜNB-Rahmenfestlegung auf die VNB-/FNB-Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung und die darin enthaltene Parametrierung entfällt oder angepasst wird. Die bisherigen Aussagen der BNetzA interpretieren wir so, dass dies bisher nicht vorgesehen ist, sodass für entsprechende Absichtserklärungen nach derzeitigem Regelungsstand die Grundlagen fehlen.

Für die ÜNB ist frühzeitige Planungssicherheit bei der regulatorischen Festlegung der Laufzeiten essenziell. Die absehbaren Marktentwicklungen sprechen klar dafür, dass bereits heute ein verlässlicher regulatorischer Rahmen zu setzen ist. Ein späteres „Nachjustieren“ ist aus unserer Sicht keine tragfähige Alternative. Vor diesem Hintergrund ist eine **Verankerung von Laufzeiten von 15 Jahren in der ÜNB-Festlegung** zwingend notwendig, um **ex ante klare und verlässliche Rahmenbedingungen** für die in den kommenden Jahren anstehenden Milliardeninvestitionen zu gewährleisten.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 20.07.2026

Einordnung der aktuellen Anleiheemission von TenneT Germany

Die erfolgreiche Debütemission von TenneT Germany am 07.07.2026 steht trotz einer volumengewichteten Laufzeit von knapp 11 Jahren nicht im Widerspruch zu den zuvor dargestellten Ausführungen über Laufzeiten, Volumenaufschläge und Diversifikation. Vielmehr verdeutlicht sie die Besonderheiten eines neuen Emittenten: Debüttransaktionen profitieren typischerweise von einem besonders hohen Investoreninteresse und treffen noch nicht auf die Restriktionen, die sich bei wachsenden ausstehenden Anleihe-Volumen ergeben.

Gleichzeitig diente die Transaktion insbesondere dem Aufbau einer eigenständigen EUR-Referenzkurve als Grundlage für künftige Finanzierungen über das gesamte Laufzeitspektrum, und nicht der Maximierung der Durchschnittslaufzeit. Die erstmalige Platzierung einer 20-jährigen Tranche stellt jedoch einen wichtigen Referenzpunkt und damit die Grundlage für künftige Finanzierungen in noch längeren Laufzeitsegmenten dar. Zugleich bildet die EUR-Kurve die wesentliche Referenz für zukünftige Finanzierungen in anderen Währungen, insbesondere im USD-Markt, in welchem regelmäßig auch 30-, 40- und 50-jährige Anleihen platziert werden können.

Auch das Finanzierungsvolumen des Jahres 2026 ist aufgrund der Finanzierung über den niederländischen Staat im ersten Halbjahr noch nicht repräsentativ für die künftig zu erwartenden jährlichen Kapitalmarktvolumina von TenneT Germany. Die hohe Nachfrage bestätigt daher die erfolgreiche Platzierung eines attraktiven Debüts, widerlegt jedoch nicht die empirischen Befunde zu Volumenaufschlägen, Diversifikationserfordernissen und längeren Laufzeiten bei stark steigenden Finanzierungsbedarfen.

Vorbehalte gegen die Verwendung individueller Bonitäten

Den Ausführungen der BNetzA beim Wissenschaftsdialog haben wir entnommen, dass sich die große Beschlusskammer bezüglich der Berücksichtigung unternehmensindividueller Ratings noch in der Meinungsbildung befindet. Die ÜNB begrüßen eine weitere Befassung mit diesem zentralen Stellhebel des WACC und möchten die **signifikanten Nachteile**, die eine solche Sonderregelung im Vergleich zur international üblichen Verwendung einer pauschalen Bonität mit sich bringen würde, **kurz und prägnant** darstellen:

- **Hohe Komplexität und geringe Nachvollziehbarkeit** für Dritte infolge der Verwendung multipler Referenzreihen.

- **Unterschätzung der tatsächlichen Fremdfinanzierungskosten**, da bei Split-Ratings entgegen der etablierten Kapitalmarktpraxis nicht das schlechteste, sondern der Mittelwert mehrerer Ratings zugrunde gelegt wird.

- **Methodische Inkonsistenzen bergen Gefahr systematischer Fehlanreize**, da durch die Berücksichtigung individueller Bonitäten bei der Bemessung der regulatorischen Verzinsung auf der Fremdkapitalseite der zentrale Anreizmechanismus zur Wahl einer kosteneffizienten Kapitalstruktur teilweise ausgehebelt wird. Auf der Eigenkapitalseite entsteht dadurch ein ungewolltes Hemmnis für Maßnahmen zur Stabilisierung oder Erhöhung der Bonität, weil der regulatorische Anreiz entfällt, über Eigenkapitalerhöhungen, verbindliche Eigenkapitalzusagen oder hybride Finanzierungen implizit die Fremdkapitalkosten zu senken.

Hinsichtlich der ausführlichen Darstellung und der **Empfehlung einer pauschalen Bonität von BBB (solides Investment-Grade)** verweisen wir auf die Stellungnahmen vom 30.01.2026 der ÜNB sowie weiterer Akteure (bspw. der TenneT-Investoren APG, NBIM und GIC).

Verzerrungen bei Verwendung von Jahreswerten und selektiver Gewichtung sind für ÜNB und BNetzA gleichermaßen problematisch und vermeidbar

Nach den Ausführungen der BNetzA im Workshop sehe die Große Beschlusskammer keinen Anlass für eine Anpassung der Gewichtungsmethodik, was mit einer vermeintlich höheren Komplexität bei abweichender Ausgestaltung und der fehlenden Erheblichkeit der Auswirkungen begründet wird. Beide Einschätzungen sind aus unserer Sicht unzutreffend, und würden zwangsweise zu systematisch unvermeidbaren Abweichungen gegenüber den realen Finanzierungskonditionen führen, welche weder aus Sicht der ÜNB noch aus Sicht der BNetzA gewünscht sein können. Daher halten wir es für erforderlich, nachfolgend weitere empirische Belege zur Wesentlichkeit vorzulegen und die einfache Umsetzbarkeit zu demonstrieren.

Berücksichtigung der Finanzierungsstichtage

Die Konditionen am Fremdkapitalmarkt werden tagesaktuell angepasst und verändern sich im Jahresverlauf zwischen den Handelstagen in erheblichem Umfang. Die maximalen Schwankungsbreiten des Referenzindex innerhalb der letzten 10 Jahre sind Tabelle 1 der Anlage 4 zu entnehmen. Dabei sind im Durchschnitt maximale Abweichungen gegenüber dem Mittelwert von 73 BP messbar. Diese Abweichungen führen aufgrund der hohen Finanzierungsvolumina zu signifikanten Kostendifferenzen.

Die Abweichungen lassen sich nicht vermeiden, da im Jahresverlauf unvermeidbare Streuungen der Tageswerte gegenüber dem Jahresdurchschnittswert zu verzeichnen sind und die ÜNB sich nicht kontinuierlich über das Jahr, sondern lediglich punktuell an einzelnen Tagen des Jahres finanzieren. Auch eine Verschiebung der Finanzierungen an das Jahresende, um damit den Jahresdurchschnittswert weitestgehend zu kennen, ist keine Option. Aufgrund der hohen Finanzierungsvolumina und zur Sicherung der Finanzierungsfähigkeit, muss

das Gesamtvolumen auf verschiedene Tranchen innerhalb eines Jahres aufgeteilt werden.

Die ÜNB erachten die stichtagsbezogene Verwendung der festgelegten Referenzreihe als sachgerechte und zugleich einfach umsetzbare Lösung. Die Verwendung einer tagesgenauen Bestimmung ersetzt die Durchschnittsbildung durch die unmittelbare Berücksichtigung der Tageswerte der Zinsreihe. Dieses Konzept entspricht zudem einer Annäherung an die tatsächlichen Kosten der Fremdfinanzierung wie bereits in den bisherigen regulatorischen Verfahren der Onshore-Kostenprüfung und der Offshore-Regulierung praktiziert. In beiden Verfahren werden die effizienten Fremdfinanzierungskosten zum Tag der Kapitalaufnahme berücksichtigt. Visuell ist die Varianz auf Folie 1 in Anlage 4 dargestellt.

Eine konsequente Ausrichtung an einer risikobegrenzenden Regulierung der Fremdkapitalkosten erfordert die Vermeidung von zufallsgetriebenen systematischen Abweichungen und stellt eine effiziente und marktgerechte Kostenerstattung sicher.

Vollständige Berücksichtigung aller Finanzierungsformen

Die vorgesehene Bestimmung des gewichteten Referenzzinssatzes auf Basis der Anleihefinanzierung der ÜNB bildet nur einen Teil der Finanzierungsaktivitäten ab. Kapitalaufnahmen aus anderen Finanzierungsformen bleiben bei der Bestimmung der Fremdfinanzierungskonditionen damit vollständig unberücksichtigt. Ein solches Vorgehen ist nicht geeignet, um die sich tatsächlich aufgrund der Kapitalaufnahmen der ÜNB ergebenden Finanzierungskonditionen vollständig abzubilden. Die Aufnahme von langfristigem Kapital über Finanzierungsformen außerhalb der Anleihefinanzierung führen damit zu unvermeidbaren Abweichungen im Referenzzinssatz im Vergleich zu den tatsächlichen Finanzierungskonditionen. Die Auswirkungen lassen sich an dem Beispiel in Tabelle 2 der Anlage 4 illustrieren.

Im Ergebnis der beispielhaften Rechnung werden die aus den Darlehensaufnahmen resultierenden abweichenden Finanzierungskonditionen in Höhe von +0,12 %-Punkte nicht berücksichtigt, obwohl eine nachweisbare Kapitalbeschaffung für den Netzausbau in den Jahren erfolgt ist.

Besonders problematisch ist die fehlende Berücksichtigung weiterer Finanzierungsformen, da ÜNB in künftigen Jahren aufgrund der weiter steigenden Kapitalbedarfe und des begrenzten Kapitalangebots auf dem Anleihenmarkt auf einen Finanzierungsmix aus verschiedenen Anlageformen angewiesen sind. Zur Vermeidung einer unvollständigen Abdeckung der Fremdkapitalkosten ist die Berücksichtigung aller Kapitalaufnahmen auf Ebene des ÜNB bei der Bestimmung des gewichteten Referenzzinssatzes erforderlich.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 20.07.2026

03. SCHLUSSBEMERKUNGEN

Aus Sicht der vier ÜNB verbleiben zu diesem äußerst bedeutsamen Thema Fremdkapitalvergütung auch nach dem Wissenschaftsdialog eine Reihe wesentlicher Fragen, die in den bisherigen Fachgesprächen noch nicht bzw. nicht ausreichend gewürdigt wurden. Daher bitten die ÜNB, die vorliegenden Erkenntnisse im weiteren Festlegungsprozess zu berücksichtigen und offene Fragen im direkten Austausch zu besprechen. Die Experten von Morgan Stanley und ING stehen für einen fachlichen Austausch ebenfalls zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

50HERTZ TRANSMISSION GMBH

AMPRION GMBH

TENNET TSO GMBH

TRANSNET BW GMBH



Ergänzende Analysen zur FK-Verzinsung für ÜNB

50hertz | Elia Group
amprion verbindet
TenneT
TRANSNET BW

Fremdkapitalvergütung ist ein zentraler Baustein für die Finanzierbarkeit des Netzausbaus – sachgerechte Refinanzierungsmethodik ist Voraussetzung

Investitionsaufgabe der ÜNB

- Außergewöhnlich **hoher Investitionsbedarf** für Ausbau und Transformation des Übertragungsnetzes
- Langfristig planbare Kapitalmarktfinanzierung und **Alternativen außerhalb des Kapitalmarktes** (Exportfinanzierung etc.)
- Steigende Kapitalbasis **erhöht Anforderungen an Refinanzierung und Kapitalmarktzugang**

Steigender Kapitalbedarf **verändert Finanzierungsprofil** der ÜNB

Bedeutung des FK-Referenzzinssatzes

- FK-Kosten **beeinflussen Refinanzierbarkeit, Rating und Investitionsspielraum**
- Laufzeiten und Volumina der Investitionsprogramme wirken auf **Zins- und Refinanzierungsrisiken**
- Sachgerechte FK-Kostenregelung stärkt **Planbarkeit und Finanzierungssicherheit**

Referenzzins muss sich **tatsächlichen Finanzierungs-bedingungen** annähern

Regulatorischer Anknüpfungspunkt

- **Jährliche Aktualisierung** des FK-Referenzzinssatzes ist grundsätzlich zu begrüßen
- Ausgangspunkt **im aktuellen Entwurf**: indexbasiert; sektorspezifische Abgrenzung; 10-jähriger Laufzeitlogik und Ratingadjustierung

Standardparametrierung aus VNB/FNB-Kontext **greift für ÜNB-Finanzierung zu kurz**

Für ÜNB ist eine spezifische Parametrierung der FK-Referenzreihe erforderlich: längere Laufzeit, einheitliche Ratinglogik, breitere Marktabdeckung, stichtagsnahe Bewertung und Berücksichtigung von Primärmarkt-/Volumeneffekten.

Öffentlich

Die Referenzreihe gemäß Festlegungsentwurf im ÜNB-Verfahren führt bereits jetzt zu einer Kostenunterdeckung

Ausgangspunkt:

Kapitalkostenfestlegung im VNB/FNB-Verfahren + Ratingadjustierung

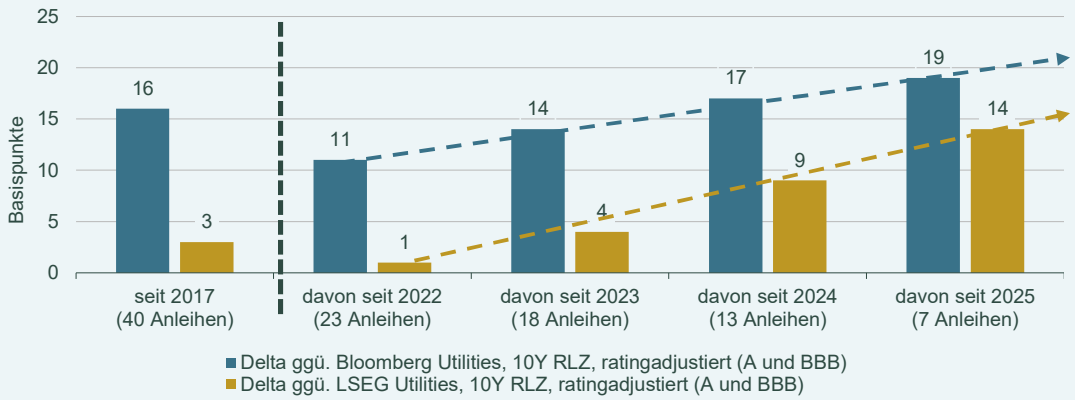
- Laufzeiten 10 Jahre
- Ratingadjustierung
- Sektorspezifische Anleiheindizes
- Sekundärmarkt-orientierter, indexbasierter FK-Zinssatz

Empirischer Befund für ÜNB

Vergleich aller 40 ÜNB-Senior-Transaktionen[(1)] seit 2017 mit ratingadjustierten Referenzindizes

- Reale Emissionsrenditen i.d.R. oberhalb der Referenzwerte
- Differenz nimmt bei jüngeren Emissionen zu
- Seit 2025: ca. +14 bp gegenüber LSEG bzw. +19 bp gegenüber Bloomberg

Abbildung 1: Delta ÜNB-Senior-Anleihen[1)] ggü. Referenzindizes (in Basispunkten)



Fazit für ÜNB-Methodik

- 10-jährige Referenzreihen **unzureichend**
- Geeignete Referenzreihe muss **längere Laufzeiten** und **breite Marktabdeckung** berücksichtigen
- **Primärmarkteffekte** sind als Aufschläge abzubilden

Ziel ist eine **robuste, methodisch konsistente, nachvollziehbare und ÜNB-spezifische FK-Referenzzinsmethodik**

[1)] Multitranchen wurden jeweils in eine volumengewichtet als eine Transaktion zusammengefasst.

Öffentlich

Herausforderungen der zukünftigen Finanzierung sind über angepasste Referenzreihe abzubilden

Erforderlichen Anpassungen hinsichtlich **Referenzreihe**

	BNetzA-Entwurf	Anpassungsbedarf
Laufzeit	Ca. 10 Jahre	mindestens 15 Jahre
Aufschläge	keine Aufschläge	Für Finanzierung am Primärmarkt
Rating	ÜNB-individuelle Rating-Stufe	Pauschale Bonität von BBB
Sektor	Sektorbegrenzter Index (Utilities)	Marktweiter Index (Non-Financials)

Weitere erforderliche Anpassungen (siehe Stellungnahmen)

	BNetzA-Entwurf	Anpassungsbedarf
Instrumente	Ausschließlich Anleihen	Alle Instrumente (z.B. auch Darlehen)
Zinssatz	Jahresmittelwert(1)	Tageswert
Hilfsweise Gewichtung	Mit Volumen anderer ÜNB	Mit Kapitalzuführung oder Invest des ÜNB(2)

Vertiefung in diesem Foliensatz sowie den Beiträgen von Morgan Stanley und ING:

Investitions- und Kapitalbedarfe werden sich in den kommenden Jahren deutlich ausweiten: Umfang von mind. 365 Mrd. Euro bis 2045 gemäß aktuellem NEP-Entwurf erzeugt zwei wesentliche, verbundene Probleme:

Laufzeiten

- Zur Vermeidung von o.g. Finanzierungsspitzen sind **Kapitalaufnahmen im längeren Laufzeitbereich notwendig**
- Kapitalaufnahmen der ÜNB in Umfeld steigender Investitionen belegen diese **Entwicklung hin zu langlaufenden Finanzierungen**:
  - 01/ 2026: Amprion-Multitranche mit 20, 12 und 5 Jahren. Volumengewichtete Laufzeit von rd. 13 Jahren.

Aufschläge

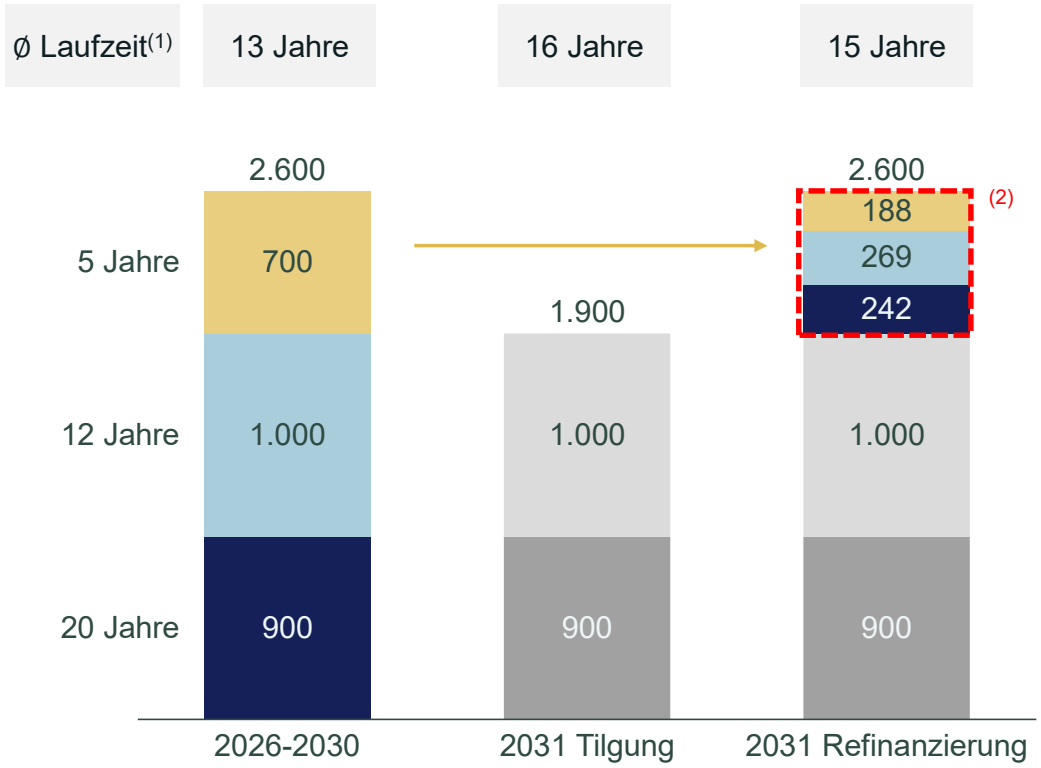
- Sekundärmarktbasierte Referenzreihen decken **Besonderheiten** des **Primärmarktes** nicht ab (z.B. New Issue Premium, kurz **NIP**, die vom **BNetzA Gutachter** dem Grunde nach **festgestellt** und der Höhe nach mit Quellen auf **19bps** bzw. **20bps** quantifiziert wurden.
- Das außerordentliche **Finanzierungsvolumen** reizt den EUR-Kapitalmarkt aus und führt zu **Zinsaufschlägen** gegenüber der Referenzreihe und im Extrem zu **mangelnder Liquidität**.
- Daraus ergibt sich der Bedarf für Diversifikation in **weitere Fremdkapitalquellen,** die mit **erhöhten Zins- oder Nebenkosten verbunden sind** (z.B. Fremdwährung, andere Instrumente)

(1) Der Festlegungsentwurf lässt auch die Interpretation zu, dass die BNetzA das Detail der Mittelwertbildung des Referenzzinssatzes offen lässt. (2) Übergangsregelung erforderlich, soweit Instrumente der Vergangenheit (teilweise) nicht eindeutig einem ÜNB zuordenbar sein werden, ab einem gewissen Zeitpunkt jedoch schon (betrifft derzeit TenneT Germany). Konkreter Vorschlag: Wahlrecht zum vorzeitigen vollständigen Abstellen ausschließlich auf eindeutig zuordenbare Instrumente.

Öffentlich

Laufzeit-Bias am Beispiel des modellhaften Lebenszyklus einer aktuellen Transaktion eines deutschen ÜNB

Emissionsvolumen in Mio. EUR je Tranche



Kernbotschaften

Laufzeiten werden **systematisch unterschätzt**, wenn ausschließlich auf den Mittelwert aus begebenen Bonds abgestellt wird, da **lange Tranchen länger im Portfolio** bleiben. Der **Effekt verstärkt sich** in neuen Finanzierungszyklen.

Der **Laufzeit Bias** verstärkt sich unter Berücksichtigung von zukünftig erwarteten **30- und 40-jährigen** Tranchen

Von Finanzierungen der 2010er und frühen 2020er Jahre werden **ab 2029** (fast) nur noch die längeren **Tranchen > 10 Jahre ausstehen**.

Mindestens 15 Jahre Laufzeit

1) *Volumengewichtete Laufzeit bei Emission, da zum Emissionszeitpunkt der Ø-Anleihen-Zins bzw. Spread festgeschrieben werden, auf volle Jahre gerundet. → Sinkende Restlaufzeiten reduzieren zwar den Ø-Anleihen-Zins auf dem Sekundärmarkt. Für die Unternehmen und deren Finanzierungskosten gilt jedoch der auf dem Primärmarkt ursprünglich festgesetzte Zins zum Emissionszeitpunkt.*
2) *Refinanzierungsannahme: Gemeinsam mit neuem 2031er CAPEX ist die Verteilung über mehrere Laufzeiten erforderlich und wird analog zur initialen Transaktion angenommen.*

Öffentlich

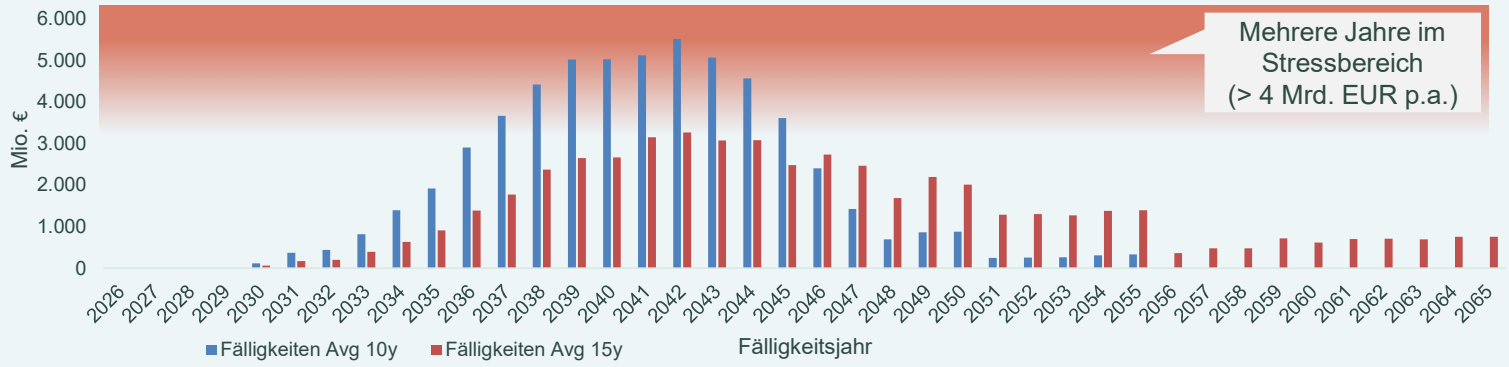
Kürzere Laufzeiten strapazieren die Fähigkeit, Fremdkapital am Kapitalmarkt einzuwerben. Je nach ÜNB ist das jährl. Refinanzierungsvolumen um 50%+ erhöht

Fälligkeiten-Glättung

Beispiel bei Finanzierung mit kurzen Laufzeiten

- Ein Zwang zu kürzeren Laufzeiten würde zu **Vervielfachung der jährlichen Finanzierungsaktivitäten** führen
  - Finanzierungsrisiko: Ob Volumen vom Kapitalmarkt absorbierbar sind, ist äußerst fraglich
  - Ratingrisiko: Managen und Vorhalten von Liquiditätslinien stößt an Grenzen des Bankenmarktes und treibt Kosten
- Finanzierung **nicht fristenkongruent** mit den Assets (kalkulatorische Nutzungsdauer 20-40 Jahre)
- ÜNB sollten stattdessen ihr Fälligkeitenprofil ausbalancieren

Exemplarische Modellierung der Fälligkeiten (Neustart Finanzierung aktueller Investitionsprogramme bei durchschnittlich 10y bzw. 15y Fälligkeit)



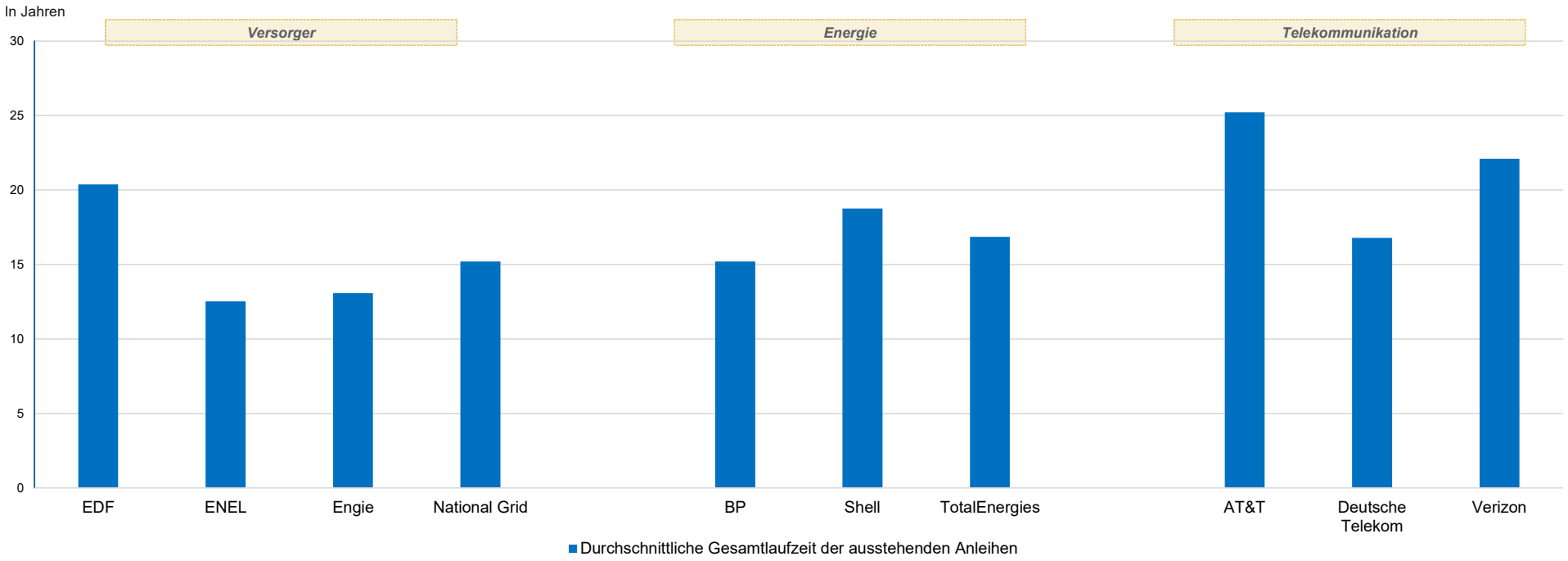
- Reales Finanzierungsprofil eines mittelgroßen ÜNB (Resultat von Neuverschuldung + Refinanzierung von durchschnittlich 4,75 Mrd. Finanzierung pro Jahr für 10 Jahre)
- Laut Experten ab 4 Mrd. EUR p.a. Stress-Bereich für jährl. Kapitalaufnahme mit Preisaufschlägen als Folge

Öffentlich

Relevante Vergleichsunternehmen finanzieren überwiegend mit > 15 Jahren

Emittenten mit langfristigen Assets (re)finanzieren sich langfristig. Bei 8 von 10 Emittenten liegen die gewichteten Gesamtlaufzeiten der EUR- und USD-Anleihen bei > 15 Jahren, teils deutlich über 20 Jahren

Volumengewichtete durchschnittliche Gesamtlaufzeit der EUR & USD(1) Senior Anleihen ausgewählter Versorger, Energie- sowie Telekommunikationsunternehmen



(1) EURUSD Umrechnungskurs = 1,1461
Quelle: Bloomberg, Deallogic, bereitgestellt von Morgan Stanley

ÜNB haben Vielzahl möglicher Datenanbieter und Referenzindizes untersucht…

Gesamtheit der Parameter

- Parameter der Indizes sind die Hauptunterschiede in der **Produktlandschaft**
- Insbesondere die hier aufgeführten haben einen **Einfluss auf die Ausgestaltung**

1. Sektor	Non-financial; Utilities, Electric Utilities
2. Rating	IG/Sub-IG; Rating Category, Rating Notch
3. Laufzeit	Open; 5-7y; 7-10y; 10y; 10y+; 12y, 15y; 15y+, 20y, 20y+
4. Datenverfügbarkeit	ausreichende Historie; täglich, monatlich; jährlich
5. Repräsentation deutscher ÜNB	Index-Bestandteile enthalten die ÜNB-Anleihen
6. Zusammensetzung	Informationen über enthaltene Indexbestandteile
7. Anleihespezifika	Call options, minimale Restlaufzeit, ausländische Emittenten

Gesamtheit der Indizes

- Unter den Indizes gibt es im Wesentlichen **drei relevante Anbieter** von Datenreihen
- Die Produktvielfalt ist je Anbieter unterschiedlich, insbesondere beim **Faktor Sektorspezifität.**

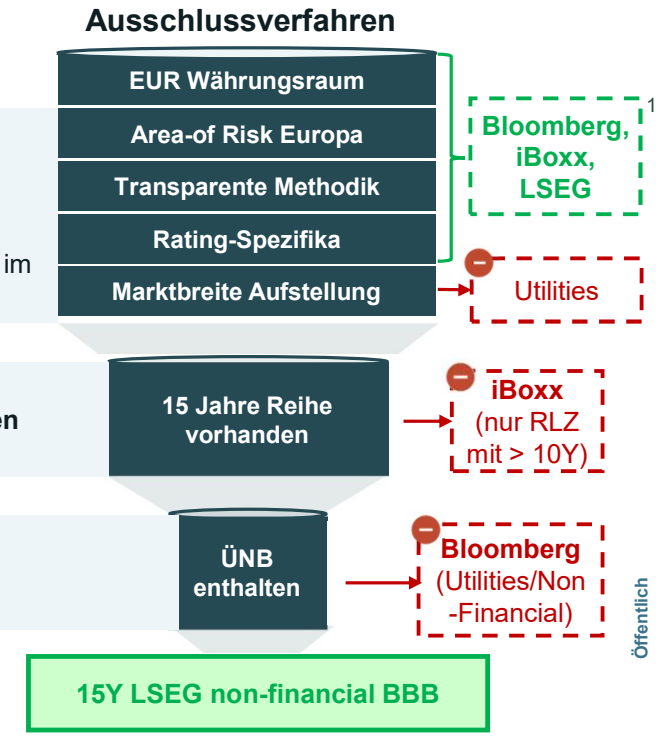
	Bloomberg	iBoxx(1)	LSEG(2)
Sektor-agnostisch	10Y/12Y/15Y/20Y: Non-Financial A 10Y/12Y/15Y/20Y: Non-Financial BBB	7-10Y: Non-Financial A 7-10Y: Non-Financial BBB > 10Y: Non-Financial A > 10Y: Non-Financial BBB	10Y/12Y/15Y/20Y: Non-Financial A 10Y/12Y/**15Y**/20Y: **Non-Financial BBB**
Sektor-spezifisch	10Y/12Y/15Y/20Y: Utilities A 10Y/12Y/15Y/20Y: Utilities BBB	Utilities (Senior/Sub)	10Y/12Y/15Y/20Y: Utilities A 10Y/12Y/15Y/20Y: Utilities BBB 10Y/12Y/15Y/20Y: Electric Utilities A 10Y/12Y/15Y/20Y: Electric Utilities BBB

(1) iBoxx Indizes werden von der S&P Gruppe angeboten.
(2) Vormals Thomson-Reuters Financial & Risk bzw. Refinitiv.

Öffentlich

Nach Anwendung der sachgerechten Kriterien für einen Fremdkapitalindex stellt sich LSEG als Indexanbieter als besonders geeignet heraus

Evaluierungskriterien	Erklärung
1 **Erfüllung operativer und technischer Grundanforderungen**	• **Datenverfügbarkeit** historisch (>8 Jahre) und tägliche Ermittlung • Öffentlich **nachvollziehbare Methodik** • Spezifische **area-of-risk** (Euroraum Anleihen, inkl. foreign Issuers) • **Verschiedene Rating-Bereiche (A, BBB)** vorhanden • Diversifikation von Branchen und ausreichende Anzahl an Anleihen im Index zur Vermeidung von Verzerrungen
2 **Abdeckung von Laufzeiten mit 15 Jahren**	• Langlaufend, um jährliche **Fälligkeiten + Neuaufnahmen zu glätten**
3 **Index Kriterien enthalten die ÜNB-Anleihen**	• Korrekte **Replikation der Risiken** für Unternehmen der Branche



Die Indizes von Bloomberg und iBoxx bilden den FK-Zins der ÜNB nicht sachgerecht ab. **Die Indizes von LSEG erweisen sich als passend, weshalb die ÜNB den marktbreiten Non-Financial-Index (BBBEURNFI15Y) mit 15 Jahren Restlaufzeit empfehlen**.

1 siehe Folie zuvor.

Öffentlich

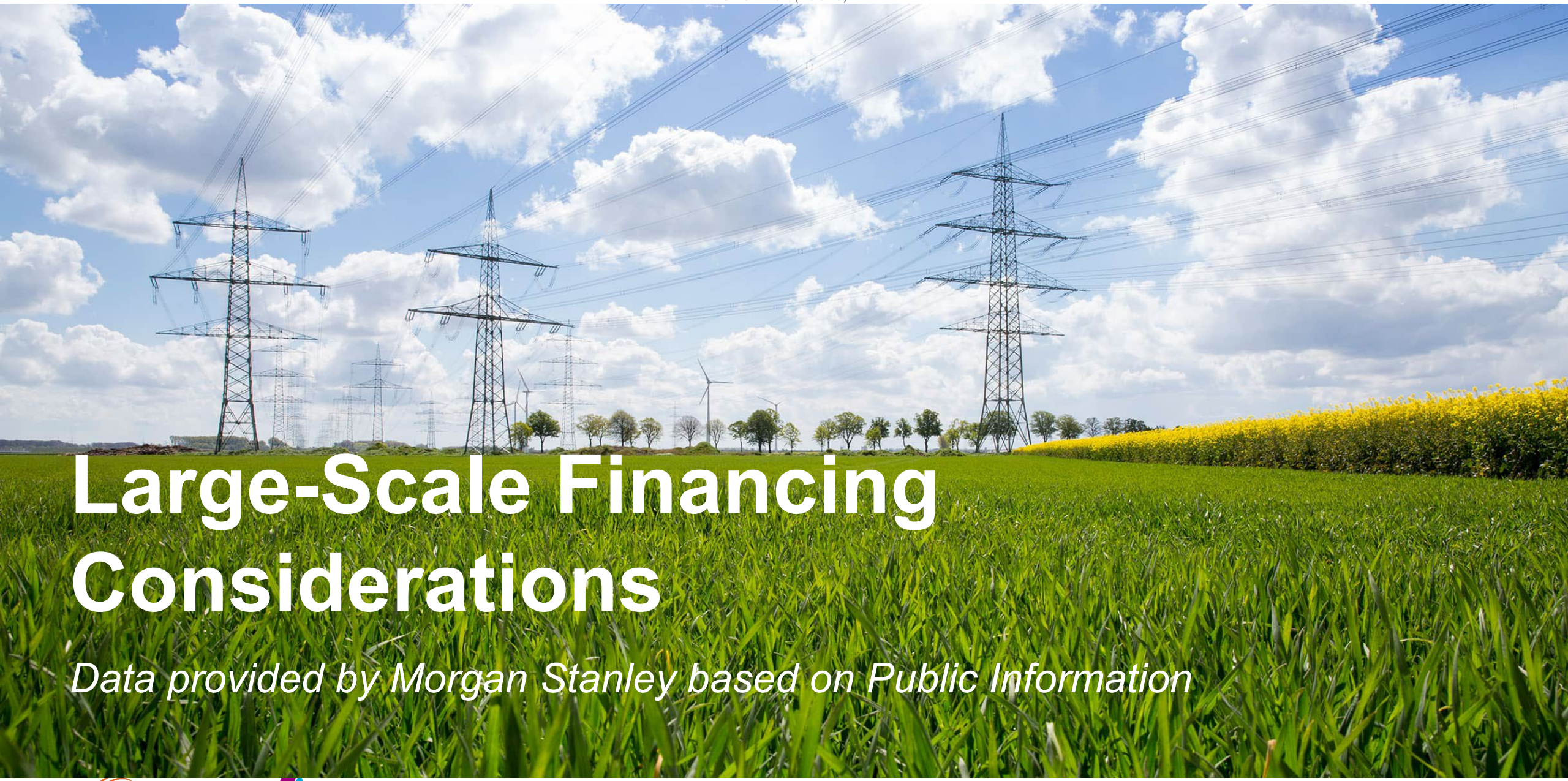
50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin
E-Mail: info@50hertz.com

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
E-Mail: info@amprion.net

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
E-Mail: info@tennet.eu

TransnetBW GmbH
Heilbronner Straße 51 – 55
70191 Stuttgart
E-Mail: info@transnetbw.de

Öffentlich



Large-Scale Financing Considerations

Data provided by Morgan Stanley based on Public Information

Executive Summary and Key Take-aways

Scope of the Analysis

- Overview of the **15 largest EUR-denominated senior bond issuers globally**, highlighting the **relevant peers** from sectors comparable to TSOs (utilities, energy, telco)
- Zoomed into **bond stack sizes**, **bond market's supply absorption capacity**, **issuance dynamics**, **pricing effects** and **funding instruments**

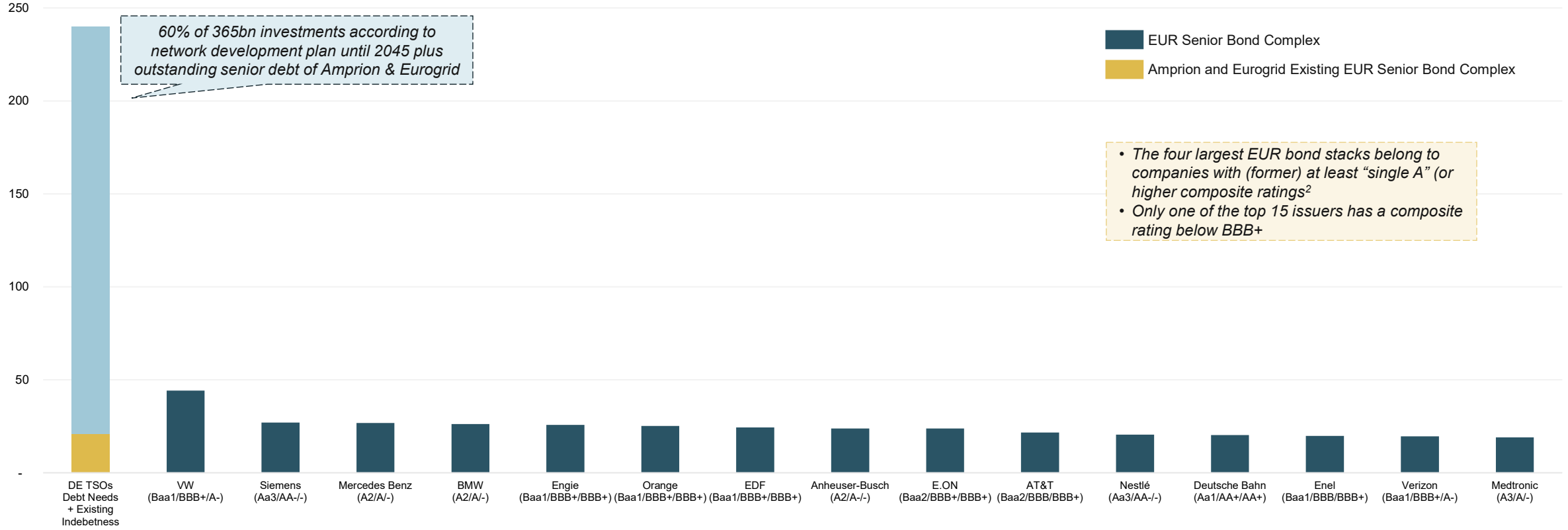
Key Findings

- The **regulatory 60% debt share** on the expected investments by German TSO **exceeds existing EUR bond stack sizes of the largest issuers**
- Market data shows that:
  - **Larger tranche sizes** and **transaction sizes** are generally associated with **higher new issue premia**
  - **Larger outstanding bond stacks** typically lead to **wider spreads as investor limits are approached**
- **Issuers with a comparable asset profile finance less than 50% of total liabilities via EUR senior bonds**, relying on a wide array of instruments to **diversify their funding sources** and fill the gap
- **Diversification** is mainly achieved by issuing **bonds denominated in foreign currencies** (**USD stands out** as the deepest and most liquid market), followed by **alternative instruments** (e.g. private placements, Schuldscheine, ECA / export financing)
- Diversification entails **additional costs** (e.g. swap costs, structuring, execution complexity), but all things considered, the **economic benefits justify pursuing it**
- Historical data analysing the **correlation between tranche / transaction volumes and the new issue premia** confirms that all-in funding costs **consistently exceed the secondary market levels** in the case of large-scale funding programmes
- The weighted average maturities of the relevant peers' bond stacks **predominantly exceed 15 years, in several cases >20 years**, reflecting the tendency by infrastructure players to **match the term of their liabilities to that of their assets**

The Regulatory 60% Debt Share on the Expected Investments, Will Surpass the EUR Bond Stacks of the 15 Largest EUR Bond Issuers

Largest 15 EUR Corporate Non-Financial Senior Bond Complexes Globally[1]

As at FY2025 (EUR Bn)



Notes: 1. Non-Financial Institution classified as per Bloomberg BCLASS; 2. Majority of long-term issuer ratings provided by Moody's, S&P and Fitch. Volkswagen's long term issuer rating was downgraded by Moody's to Baa1 from A3 in 2025
Source: Bloomberg, 2nd Draft Network Development Plan 2037/2045 (2025)

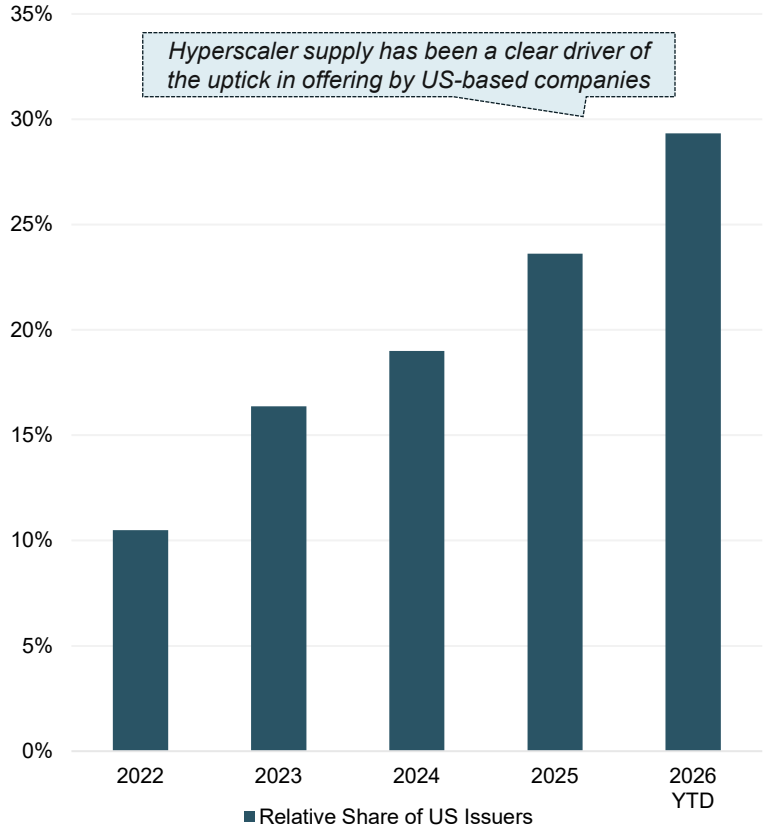
50hertz | Elia Group · amprion verbindet · TenneT · TRANSNET BW

… As Competing Supply and ECB CSPP Reduction Create Additional Headwinds…

TSOs Aren´t the Only Group With Substantial CapEx Plans: Hyperscalers Are Also Seeking to Diversify Their Funding Sources to Finance Their AI Investments. At the Same Time, the ECB Is Reducing Its CSPP Holdings

US-Based Share of EUR Corp Non-Fin IG Bond Supply

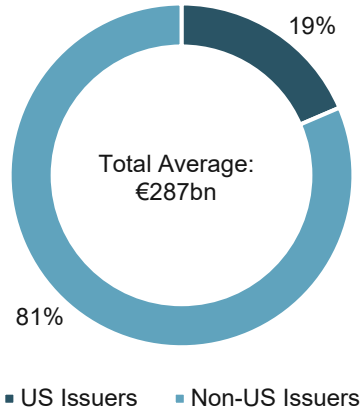
2022 – 2026 YTD (%)



Source: Bloomberg

Last 4-Year Average of EUR Corp Non-Fin IG Bond Supply

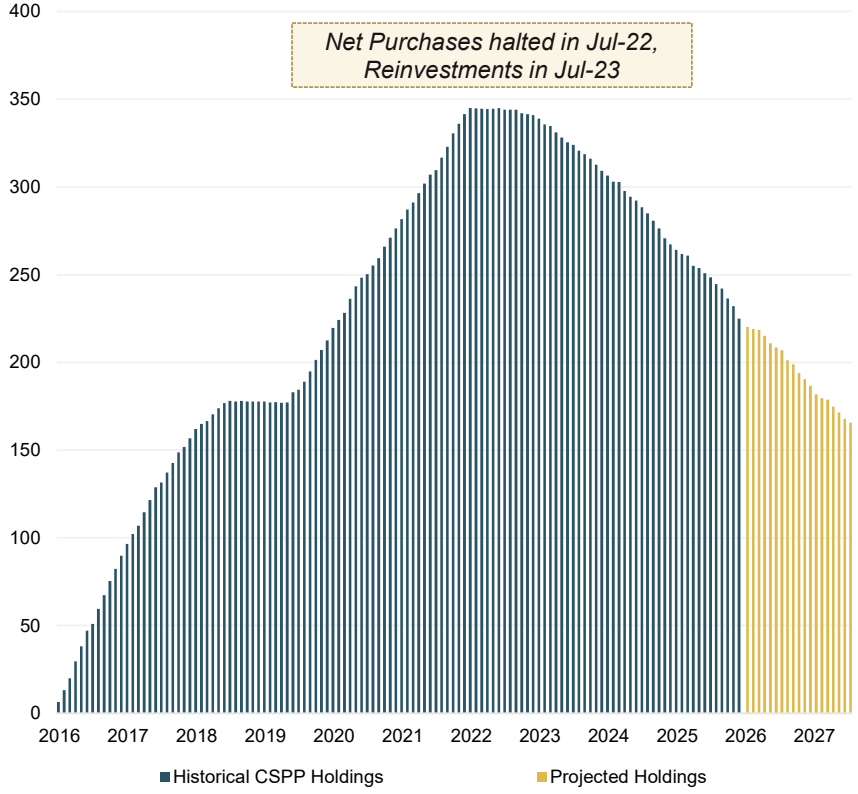
2022 – 2025 Average



Source: Bloomberg

Historical and Projected Corporate Sector Purchase Programme ("CSPP") Holdings

June 2016 – October 2027E (EUR Bn.)



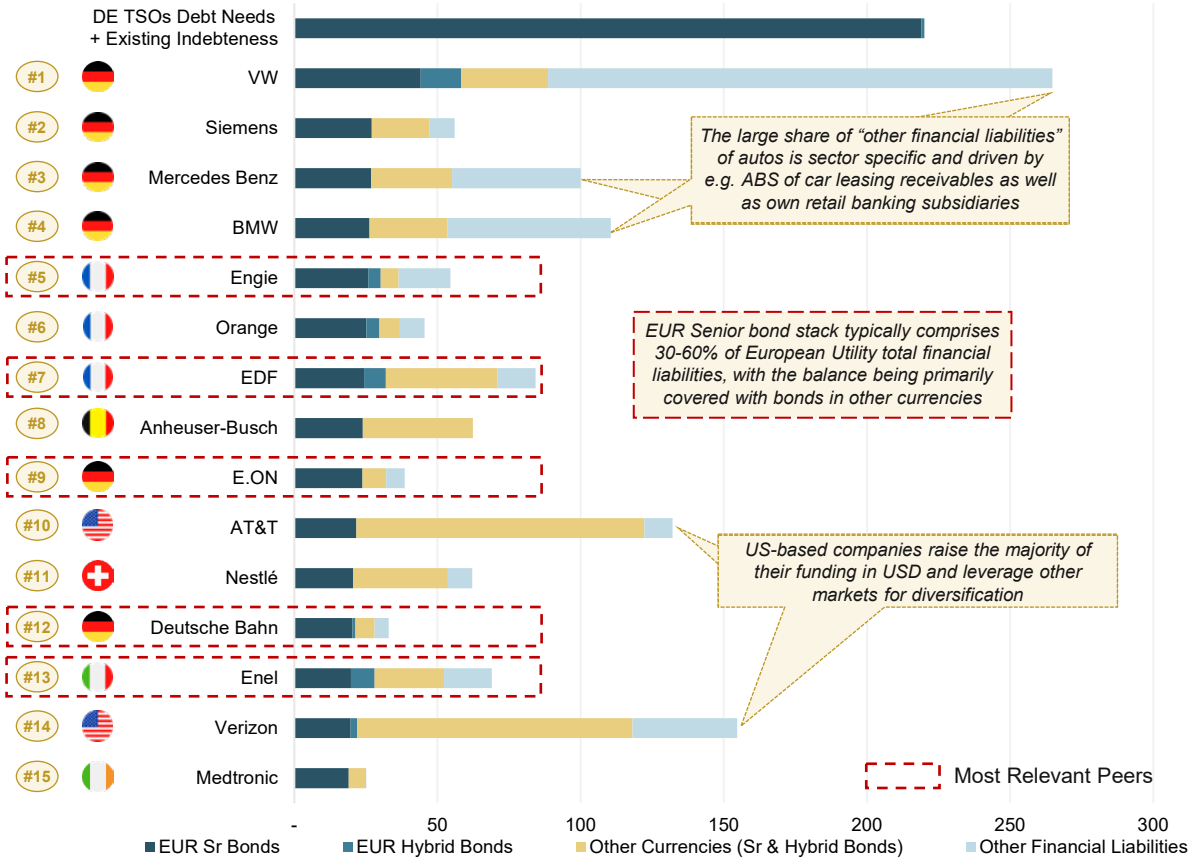
Source: ECB

… While There Are Other Financing Sources Used by the Largest EUR Bond Issuers

Relevant Peers Finance on Average Less Than Half of Their Total Financial Liabilities in the EUR Senior Bond Market

Overview of Largest EUR Corporate Issuers' Financial Liability Mix

As at FY2025 (EUR Bn)



Notes: 1. "Deutsche Bahn is rated higher than all other relevant peers. While this limits comparability from a rating perspective, we have included Deutsche Bahn in the peer group due to its largely comparable grid business. Excluding Deutsche Bahn would further reduce the average share of EUR senior bond funding; 2. Other Financial Liabilities

Source: Bloomberg, FY25 Annual Reports

Overview of Largest EUR Corporate Issuers' Financial Liability Mix

% Share of Total Financial Liabilities

	EUR Sr Bonds	EUR Hybrid Bonds	Other Currencies Bonds	Other FL[2]
#1	17%	5%	11%	67%
#2	48%	0%	36%	16%
#3	27%	0%	28%	45%
#4	24%	0%	25%	51%
#5	47%	8%	11%	34%
#6	55%	10%	16%	18%
#7	29%	9%	46%	16%
#8	38%	0%	62%	0%
#9	62%	0%	21%	17%
#10	16%	0%	76%	8%
#11	33%	0%	53%	14%
#12	62%	3%	20%	15%
#13	29%	12%	35%	24%
#14	13%	1%	62%	24%
#15	76%	0%	24%	0%
Selected Peers Avg.	**46%**	**6%**	**27%**	**21%**

Conclusion

Relevant peers diversify into foreign currencies and other instruments to soften EUR Sr. volume premia and reduce dependency on a relatively small EUR bond market in relation to alternative global funding opportunities

Benefits & Considerations of Diversification Measures

While There Are Some Costs Associated With It, the Benefits of Funding Diversification Largely Outweigh Them, Driving Virtually All Major Corporates Around the World to Pursue Strategies to Broaden their Financing Sources

Benefits

1 *Funding Diversification*	• At required CapEx scale, **EUR bonds alone may become capacity-constrained** as issuer concentration, sector limits and annual supply volumes increase • Accessing **additional markets** (e.g. USD, GBP, CHF and AUD) and **additional instruments** such as private placements, Schuldscheine, EIB / ECA loans and bank facilities **reduces reliance on a single investor base and helps avoid the EUR "volume wall"**
2 *Cost of Capital*	• Diversifying beyond EUR-denominated public bonds **can help reduce the EUR price premium**: issuers may pay slightly more on selected alternative instruments, but **protect their EUR curve** by reducing the debt overhang • The relevant comparison is the **total portfolio cost**, not the standalone cost of one USD / private-market / bank tranche; diversification can **reduce new-issue concessions and timing pressure in EUR**
3 *Liquidity*	• Every additional market or instrument provides **another source of liquidity** if the core EUR market is temporarily closed, saturated or only available at unattractive terms • The **USD** market stands out as the **deepest and most developed incremental market**, offering robust institutional demand, frequent issuance windows and the ability to execute large scale debt raises

4 *Liability Matching*	• Diversification instruments can provide **long-term funding that is well-matched to regulated infrastructure assets** with useful lives measured in decades:
	  ○ USD: deep long-end investor base, including 30Y and even 40Y / 50Y maturities
	  ○ Export Credit Agency-Financing: naturally aligned with long-dated infra. investment
	  ○ Private placements / Schuldscheine: can offer tailored amortisation profiles, delayed drawdowns and bespoke maturities

5 *Long-term Investor Positioning*	• More frequent issuance across markets builds **strategic flexibility**: broader investor recognition, increased optionality and therefore **reduced dependence on any single funding channel** • Establishing multiple funding routes before peak CapEx years can **help avoid becoming a forced issuer** in one market during periods of volatility or heavy sector supply

Considerations

Negative Arbitrage & Negative Carry

- Diversification instruments may come at **additional cost compared to a plain-vanilla EUR Reg S bond**: credit spread, new-issue premium, hedge cost and execution fees
- **Pre-funding may create negative carry** if proceeds are raised before capex deployment but may still be **justified for liquidity certainty**

Swap Costs to Hedge Foreign Currency Risk

- Indicative Execution Charges for a Cross-Currency Swap (p.a. over lifetime)[1]

Uncollateralised [2]

5-Year	10-15 bps
10-Year	20-25 bps
20-Year	25-30 bps
30-Year	35-40 bps

Higher Costs for Non-capital Markets Products (e.g., Bank loans, ECA Financing, Private Placements, Schuldscheine)

- Bank loans, Schuldscheine, ECA / EIB loans and private placements may involve arrangement fees, due diligence costs and longer negotiation timelines than in the case of EUR Reg S Bonds
- These products may also come with tighter covenants, security packages, use-of-proceeds restrictions or reduced refinancing flexibility versus public IG bonds

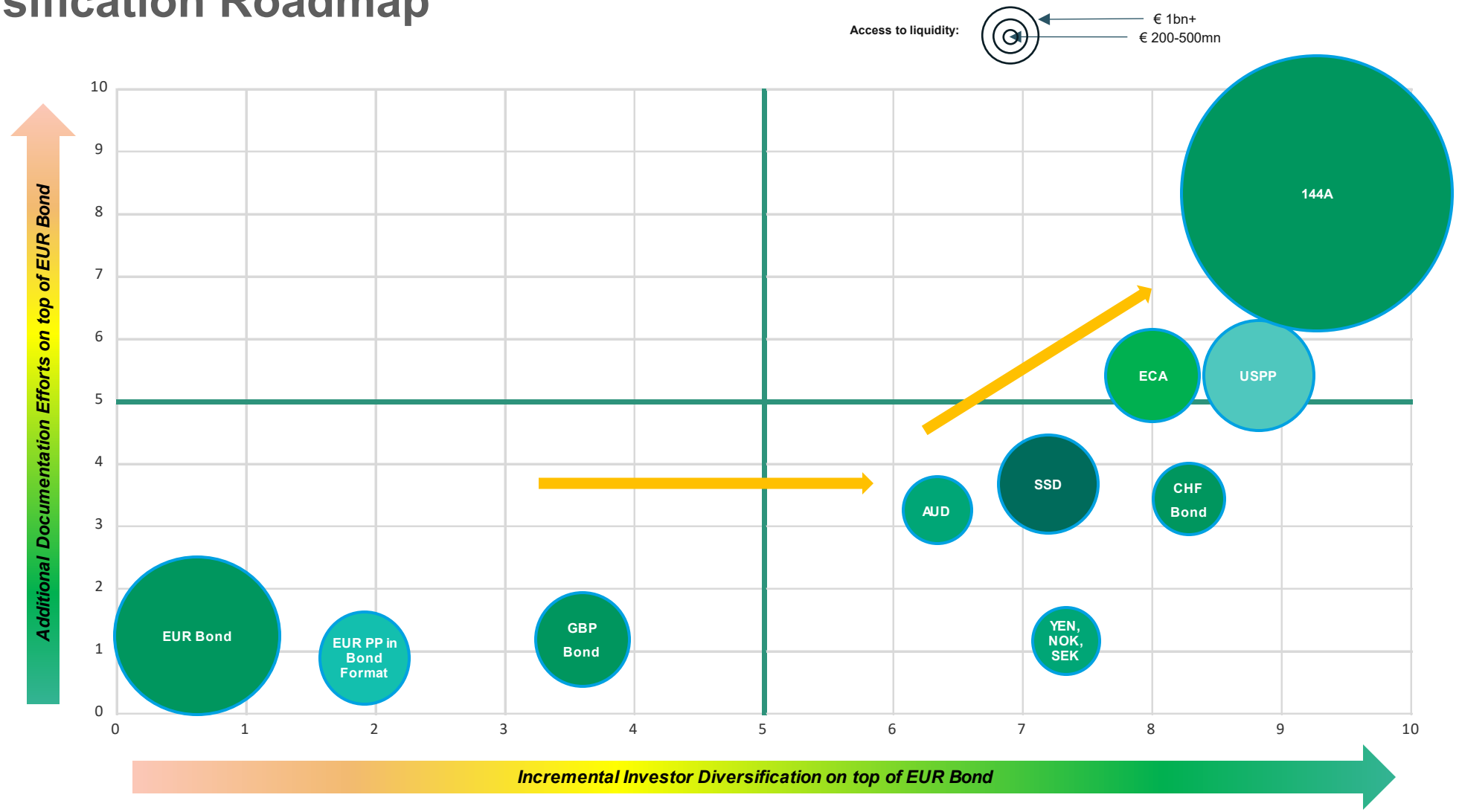
Incremental Legal & Administrative Costs

- Non-EUR Bond funding may often require additional documentation, legal opinions, disclosure review, comfort letters and sometimes local-law counsel
- It may also entail **more internal coordination** across treasury, accounting, tax, legal, risk management and investor relations
- New products may require **board approvals, hedge-accounting treatment, ISDA / CSA setup, internal limits, covenant monitoring and additional reporting processes**

50hertz | Elia Group · amprion verbindet · TenneT · TRANSNET BW

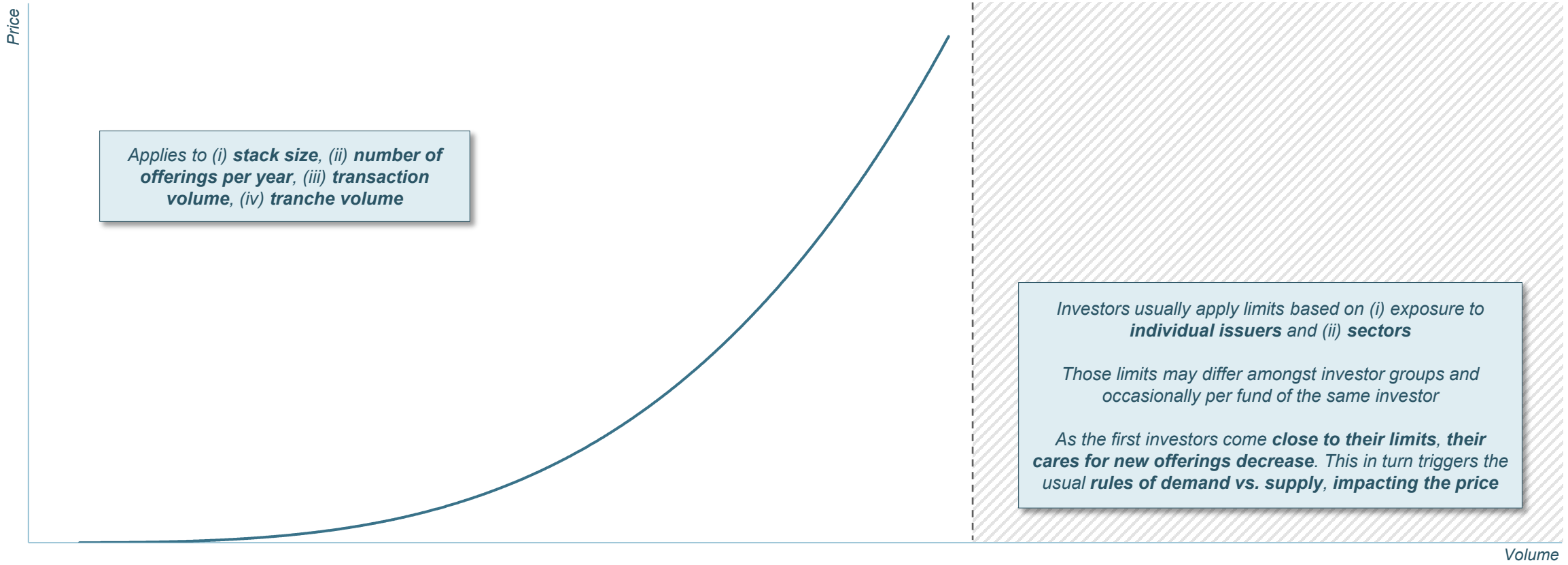
Notes: 1. For a BBB flat rated company; 2. Collateralised swaps require additional cash on the margin account which is not freely available to the company and reduces the "freely available" funding from a foreign currency transactions

Diversification Roadmap



As a Bond Stack Nears Investor Limits, Funding Costs Grow Exponentially

Increased Price Sensitivity Among Investors as Single-Name Limits Are Neared



Reducing the refinancing pressure via longer tenors is therefore also beneficial. Additionally, longer maturities open access to additional investor groups with a specific interest in long-term investments and can help soften the steepness of the volume driven pricing increase

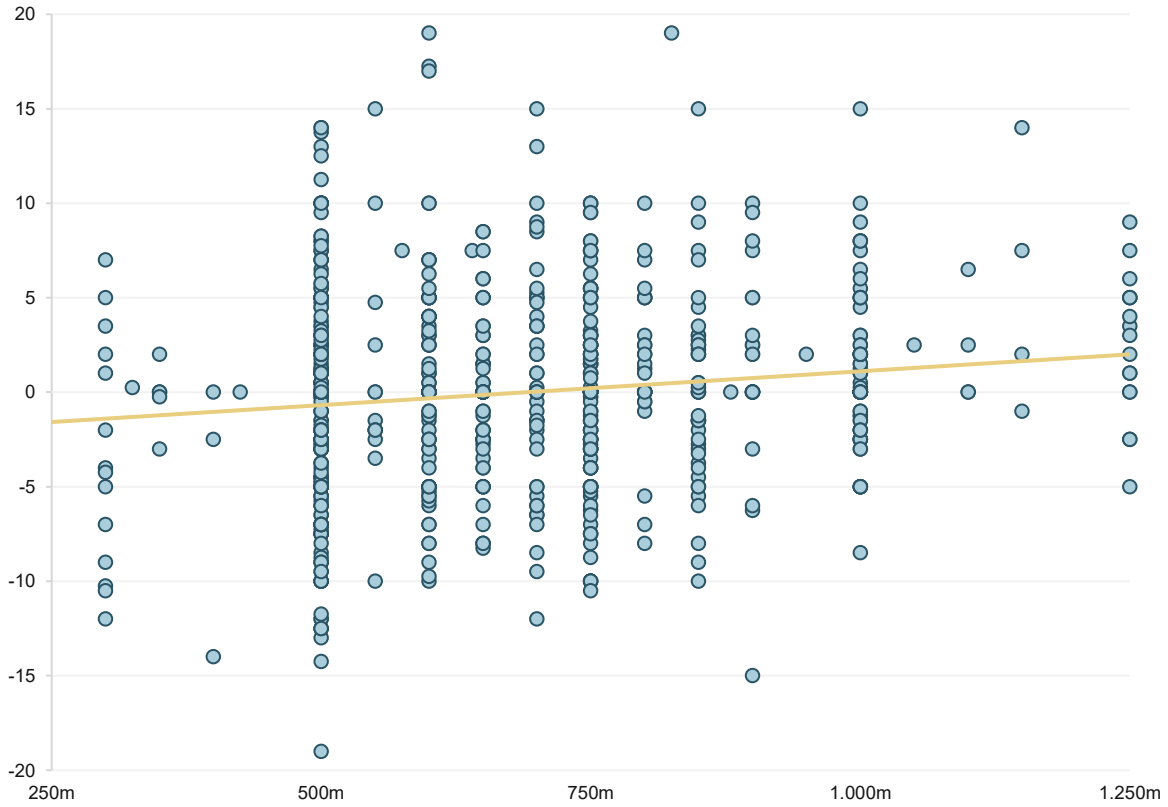
50hertz | Elia Group · amprion verbindet · TenneT · TRANSNET BW

Tranche, Transaction and Total Stack Size Affect Trading Levels and Premia (I/II)

Positive Correlation Between Tranche / Total Transaction Size and New Issue Premia, As Bond Offerings Are Structured as Auctions That Are Priced at the Widest Marginal Investor

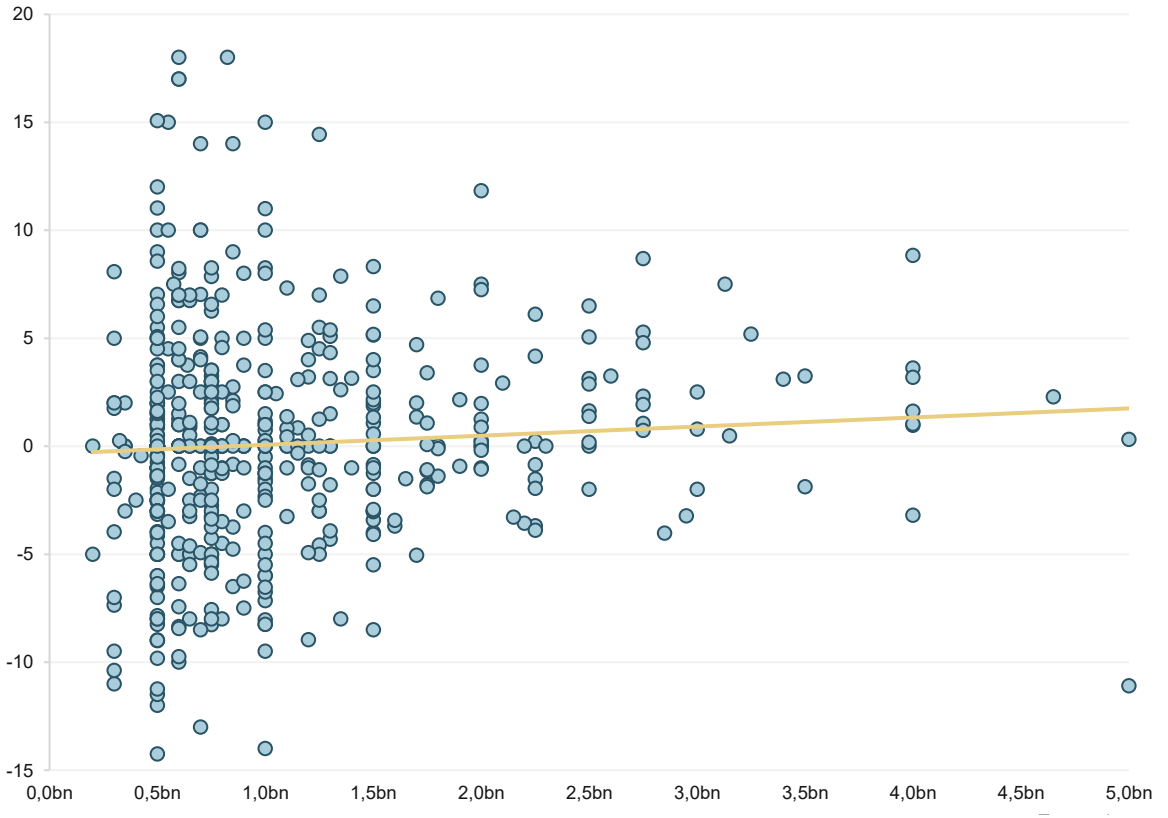
As the Size of a Bond Tranche Grows, New Issue Premia ("NIP") Tend to Grow As Well...

Tranche Size (€MM) vs. Excess NIP[1] Paid on Selected EUR Corp IG Transactions[2] since 2024 (bps)



… And The Logic Applies to the Transaction Size: Larger Trades Tend to Attract Larger NIPs

Total Transaction Size (€MM) vs. Excess NIP[1] Paid on Selected EUR Corp IG Transactions[2] since 2024 (bps)



Notes: 1. Defined as: Offering's NIP – median weekly NIP (during week of issuance); 2. Issuances with minimum BBB flat composite ratings
Source: Bloomberg, GlobalCapital

Considerations when choosing # of transactions / tranches p.a.

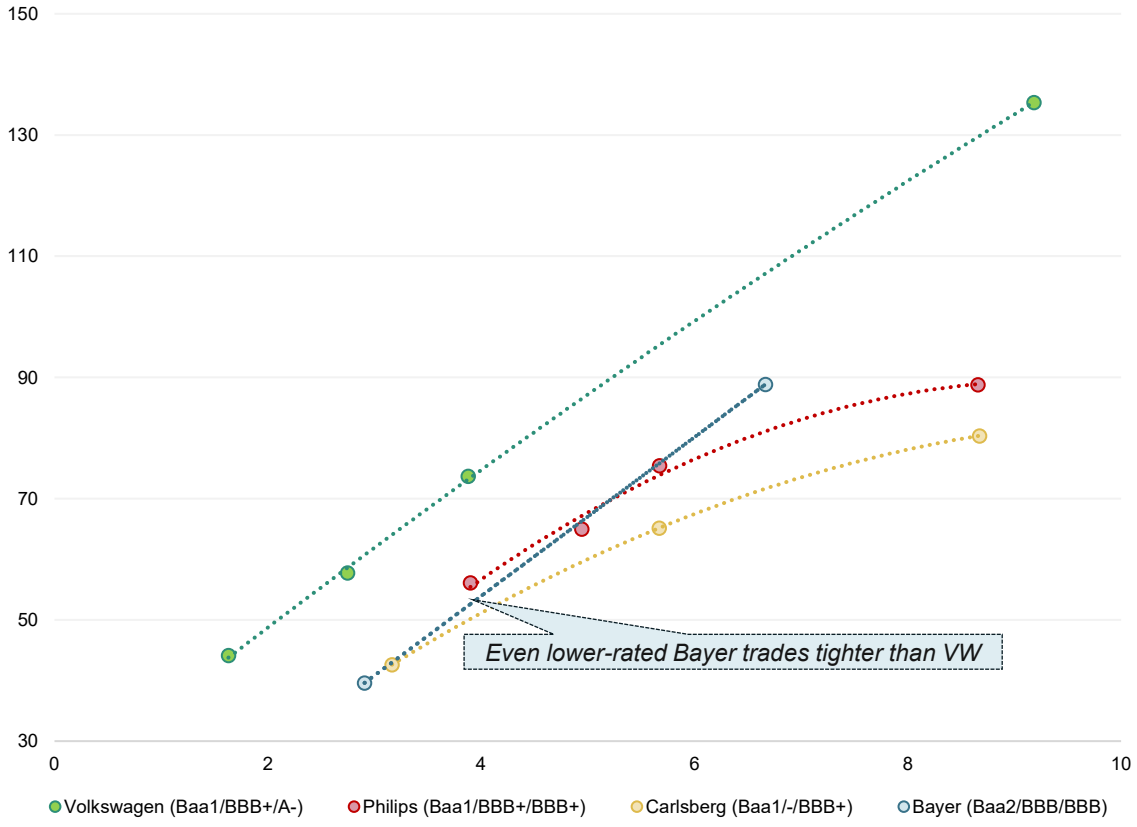
- *Tranches should be differentiated by tenor to avoid competing for the same investor demand and cannibalizing each other*
- *Transactions should be spaced appropriately over time to preserve scarcity value in the market. As a rule of thumb, annual EUR benchmark issuance should be limited to around three transactions*
- *Total annual issuance volume remains a key pricing driver, regardless of how the funding is packaged across individual transactions or tranches*

Tranche, Transaction and Total Stack Size Affect Trading Levels and Premia (II/II)

As the Bond Stack Grows and Investor Lines Start Being Full, the Secondary Curve Typically Widens Compared to Similarly-rated Peers, and Higher New Issue Premia Are Often Required to Attract Investors to Participate in the New Offerings

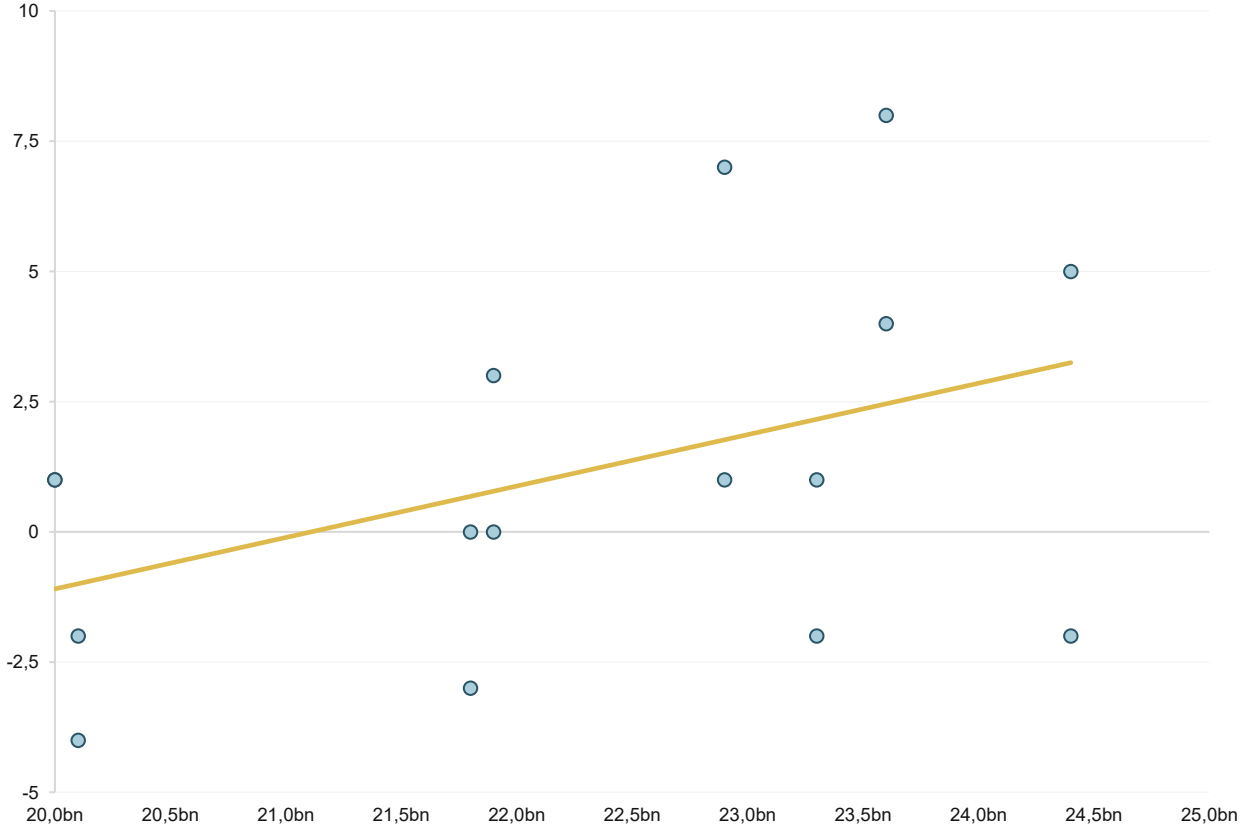
Secondary Curves Widen as Investor Lines and Available Headroom Depletes…

Secondary EUR Curves Bond Curves | Bid Z-Spread (bps)



… and New Issue Premia Increase to Attract Investors to Further Increase Their Holdings

Total Size of E.ON's EUR Bond Stack (€Bn) vs. Excess NIP Paid[1] (bps)

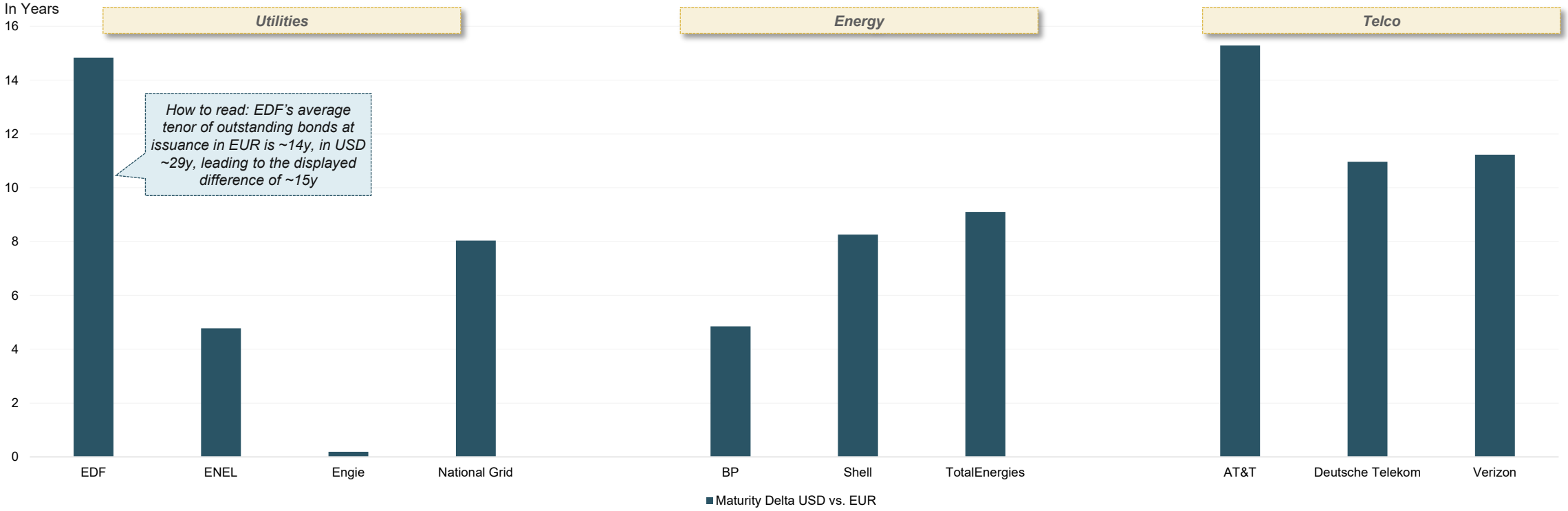


Notes: 1. Defined as: Offering's NIP – median weekly NIP (during week of issuance)
Source: Bloomberg, GlobalCapital

Beyond Added Depth, the USD Market Typically Permits Longer Tenors than EUR…

The Dollar Market Allows Issuers to Tap Maturities that Are Not Always Available in the EUR Market, incl. 30- / 40- / 50-Year

Differential Between Weighted Average Tenor at Issuance of Outstanding USD vs. EUR Senior Bonds by Selected Utility, Energy and Telco Issuers

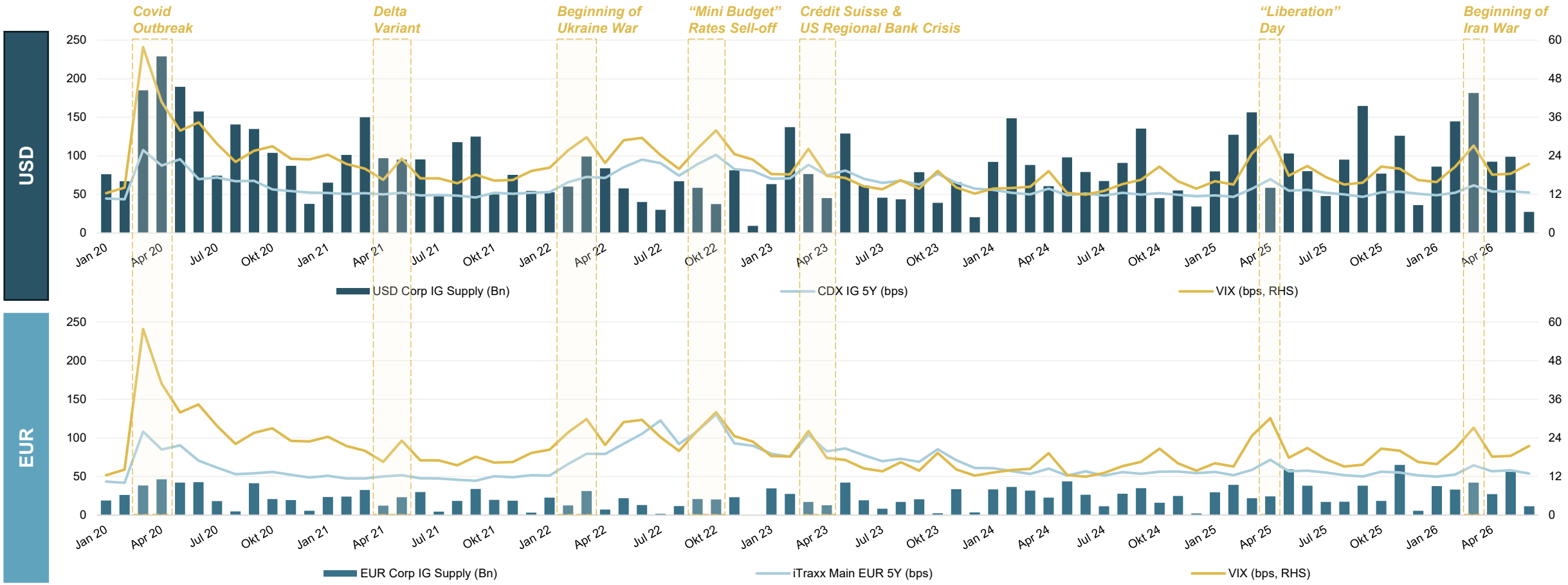


*This feature is particularly helpful for **issuers whose asset base has an expected useful life that is measured in decades** from an Asset-Liability Management perspective*
*Furthermore, for Issuers with **sizeable multi-decade CapEx** plans – such as TSOs – having the opportunity to **better distribute redemptions and optimise their refinancing needs (and risks)** helps to **avoid creating additional overhang** at times when **liquidity** raised via debt issuance is **still needed to finance investment plans***

Source: Bloomberg, Dealogic

… And Displays Resilience in Downturns

During Periods of Recent Volatility, the USD Bond Market Has Remained Open for Business and Offered Superior Depth vs. EUR



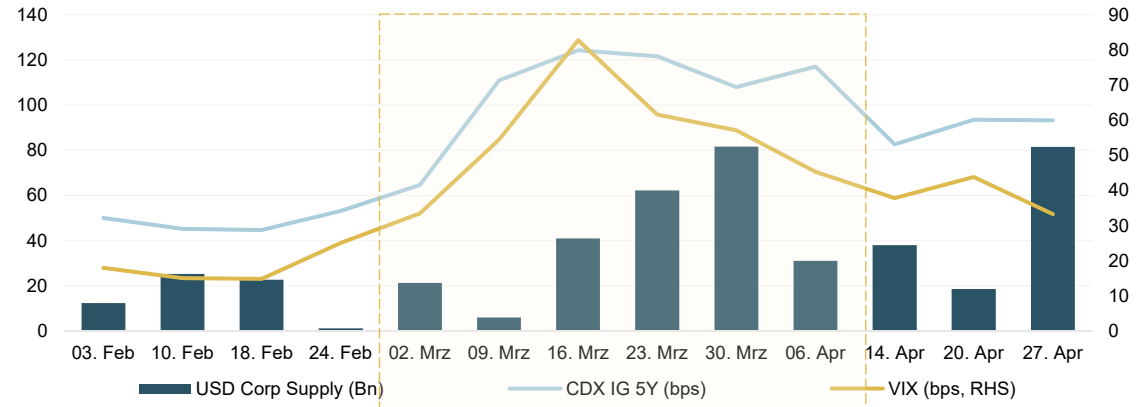
Source: Bloomberg

Zooming Into Selected Periods of Volatility in Recent Years

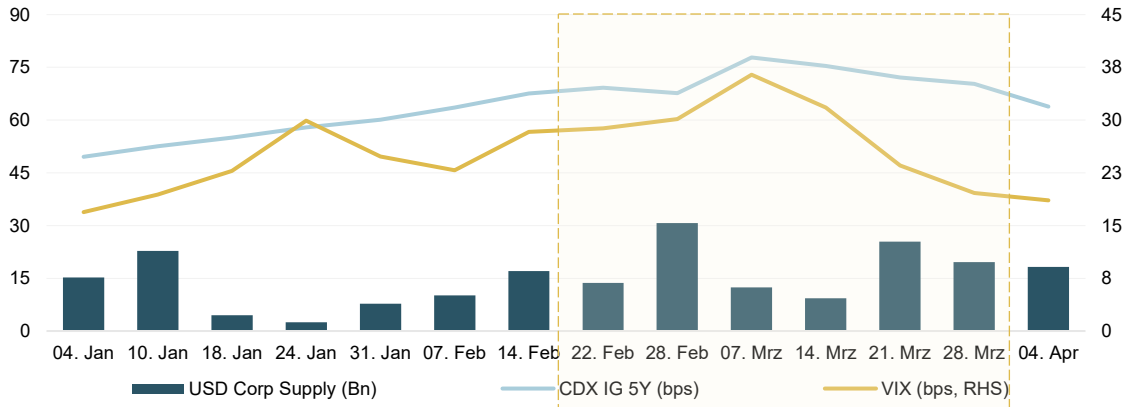
Primary Activity in EUR Corp IG Bond Market Typically Takes Longer to Recover than in the USD Market in Times of Market Turmoil

USD

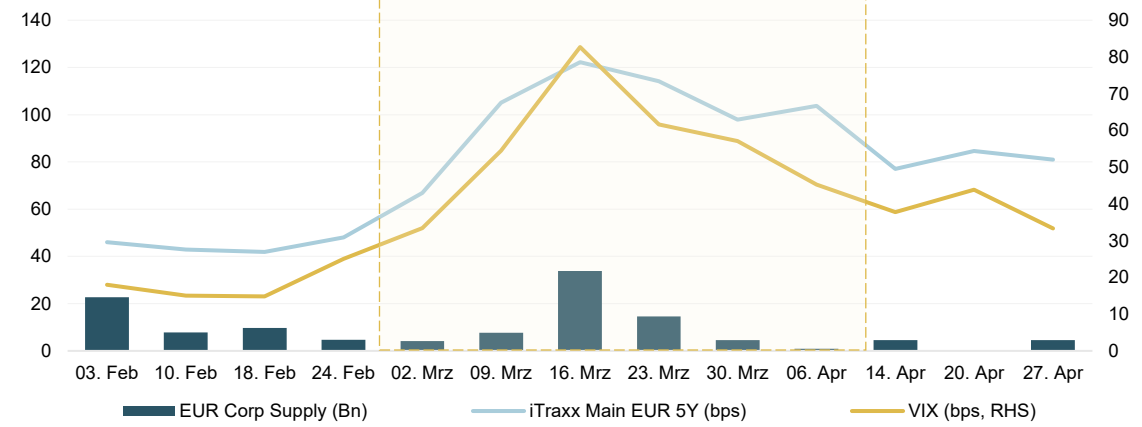
Example 1: Volatility Surge During First Covid Outbreak in March 2020

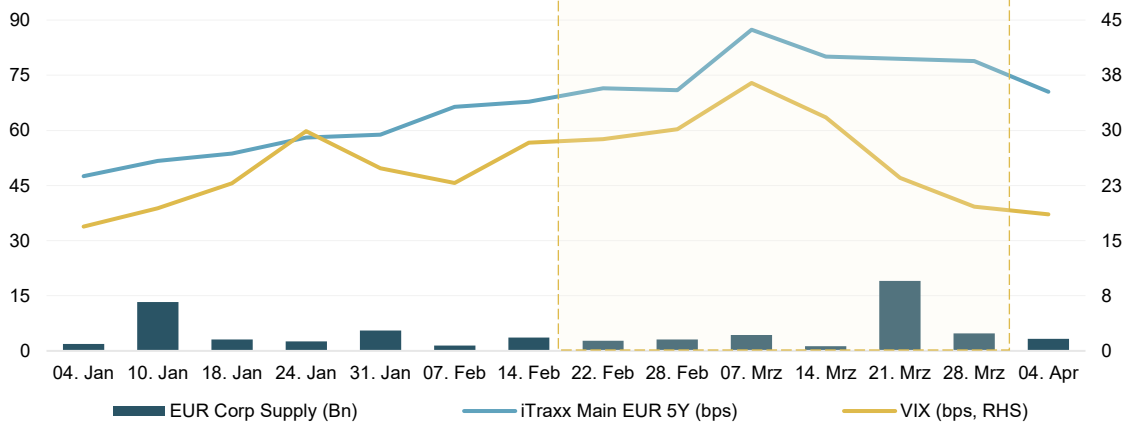


Example 2: Volatility Surge at the Start of the Ukraine War in February 2022



EUR





Source: Bloomberg

50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin
E-Mail: info@50hertz.com

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
E-Mail: info@amprion.net

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
E-Mail: info@tennet.eu

TransnetBW GmbH
Heilbronner Straße 51 – 55
70191 Stuttgart
E-Mail: info@transnetbw.de



Kapitalmarktanalyse ÜNB

July 2026

ING Capital Markets & Advisory

do your thing

Die historische Entwicklung der Investitionsprogramme der ÜNBs ist nur der Ausgangspunt für kommende CAPEX-Zyklen, die…

Grundsätzlich relevante Ableitungen für deutsche Versorger/ÜNBs

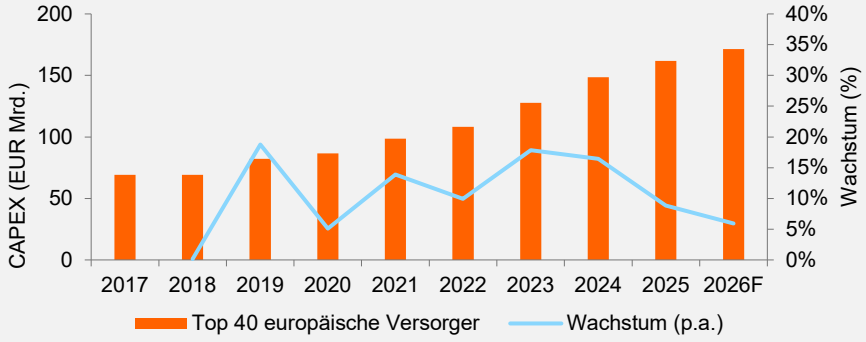
1. **Deutsche Versorger/ÜNBs als struktureller Angebotsfaktor – Der aggregierte Anstieg der EUR-Anleihevolumina deutscher Versorger/ÜNBs beträgt im betrachteten Zeitraum EUR 46,3 Mrd. und ist damit substanziell.**[1] Vor dem Hintergrund der umfangreichen Investitionsprogramme wird erwartet, dass die Primärmarktaktivitäten der ÜNBs in den kommenden 4-5 Jahren signifikant zunehmen werden
2. **Der steigende Finanzierungsbedarf europäischer Versorger und ÜNBs sowie die zunehmende Emissionstätigkeit von Reverse Yankees** (US-Unternehmen, die Anleihen im EUR-Markt begeben) dürften das Emissionsvolumen im EUR Investment Grade (IG) Markt dauerhaft auf hohem Niveau halten. **Eine starke Investorenbasis und ein verlässlicher Zugang zu den Kapitalmärkten werden dadurch zu entscheidenden Wettbewerbsfaktoren.**
3. **Implikationen für Pricing und strategische Finanzierungsentscheidungen** – Über die steigende Wettbewerbsintensität um Investorengelder hinaus **stellt sich zunehmend die Frage nach der ökonomischen Attraktivität von EUR Anleihetransaktionen** (*Pricing, Laufzeiten/Renditeprofil*) **sowie deren strategischer Einordnung im Finanzierungs-Mix** (*Diversifikation, relative Vorteilhaftigkeit vs. Alternativen, Markt-Timing*)

(1) Umfasst Eurogrid/50Hertz, Elia, EnBW, TenneT und Amprion, wobei Amprion (EUR 12 Mrd.), TenneT (EUR 12,75 Mrd.) und EnBW (EUR 10,95 Mrd.) die Haupttreiber darstellen; 2021-2026 YTD | per 22.06.2026.

Investitionsdynamik trübt sich bei europäischen Versorgern ein vs. anhaltender CAPEX-Schub durch ÜNBs/Netzbetreiber

Investitionen mehr als verdoppelt zwischen 2017 und 2024

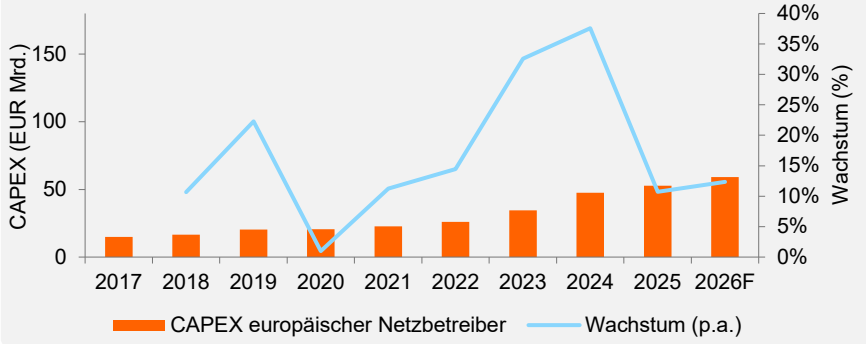
CAPEX-Wachstum von +6 % im Jahr 2026 bei nachlassender Dynamik im Bereich erneuerbarer Energien



Quelle: Unternehmensdaten. | per 15.12.2025.

+11 % Capex-Wachstum in 2026

Investitionen der Top-20 europäischen Netzbetreiber haben sich zwischen 2022-2024 mehr als verdoppelt



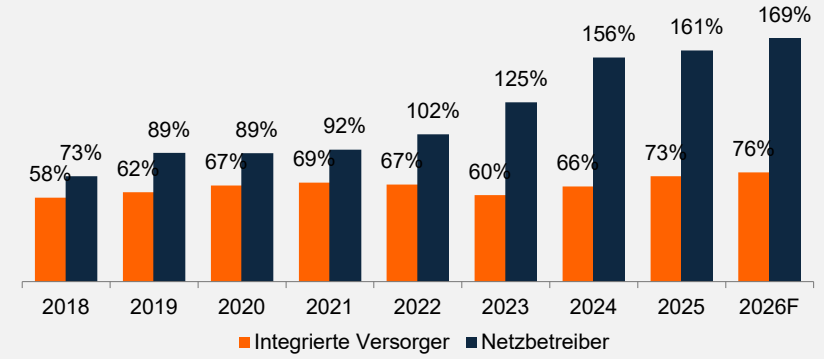
Quelle: Unternehmensdaten. | per 15.12.2025.

Wie in den Grafiken dargestellt, wächst der CAPEX der TSOs deutlich schneller als der, anderer Versorger im Sektor

… sich in den nächsten >10 Jahren noch weiter beschleunigen wird, sodass Diversifizierung von Finanzierungsmitteln elementar und strategisch ist

Steigende Capex/EBITDA-Kennzahlen verdeutlichen Finanzierungsdruck und wachsende Finanzierungslücke bei zunehmender Abhängigkeit von Fremdkapital …

Ø Capex/EBITDA-Kennzahlen



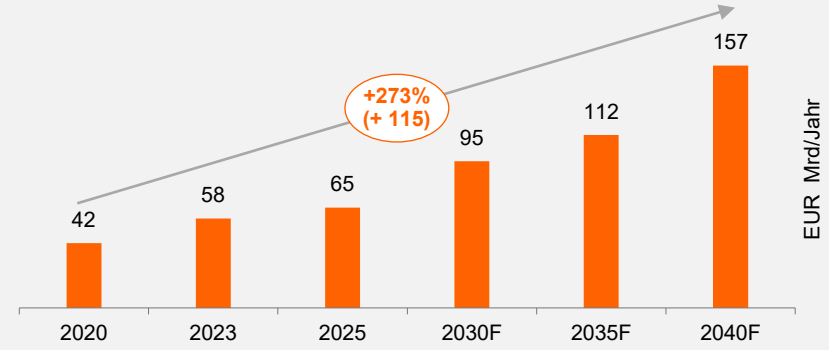
- Netzbetreiber erleben einen strukturellen Anstieg ihrer Investitionsintensität; das durchschnittliche Verhältnis von **CAPEX zu EBITDA wird voraussichtlich von ca. 73 % im Jahr 2018 auf 169 % im Jahr 2026F steigen.**
- Die zunehmend auseinanderlaufende Entwicklung von Investitionsbedarf und EBITDA-Generierung verdeutlicht die wachsende **Abhängigkeit von externer Finanzierung sowie die Notwendigkeit eines diversifizierten Zugangs zu Fremdkapital.**

Quelle: Bloomberg (BNEF), ING. | per 15.12.2025.

… ein Trend, der sich fortsetzen und den Anleihemarkt weiter fordern dürfte.

EU-Netzinvestitionen: Verdreifachung bis 2040

BNEF-Analyse inkludiert Strom, Erdgas, LNG, Wasserstoff, CO_2-Speicherung und Batteriespeicher.

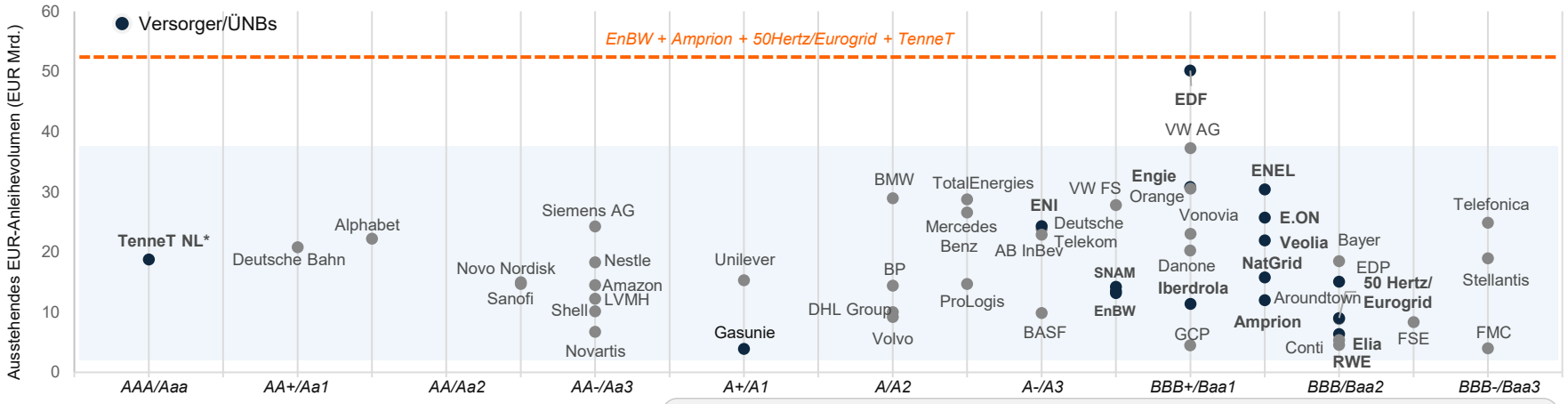


- Der Investitionsbedarf für europäische Stromnetze wird sich voraussichtlich nahezu vervierfachen – **von EUR 42 Mrd. im Jahr 2020 auf EUR 157 Mrd. bis 2040.**
- **Dies spiegelt einen langfristigen strukturellen Investitionszyklus wider** und nicht lediglich einen vorübergehenden Anstieg der Ausgaben.
- Das außerordentliche Investitionsvolumen, auch im Hinblick auf die kommenden Jahre, **führt zu einem signifikant steigenden Bedarf an langfristigem Fremdkapital.**
- **Ein diversifizierter und verlässlicher Zugang zu langfristigem Kapital wird dabei entscheidend sein, um das Investitionsprogramm zu finanzieren**

Quelle: Bloomberg (BNEF), ING. | per 15.12.2025.

Der EUR Anleihemarkt indiziert innerhalb zu beobachtender Grenzen eine gewisse Markttiefe and Attraktivität – ÜNBs aggregiert bereits jetzt Nr. 1

Emittenten mit ausstehenden EUR-Anleihevolumina erlauben eine indikative Einschätzung der Markttiefe je Emittent/Ratingspektrum, wobei mit ausstehenden Volumina von bis zu EUR 50 Mrd. Versorger/ÜNBs bereits tief verwurzelt sind …

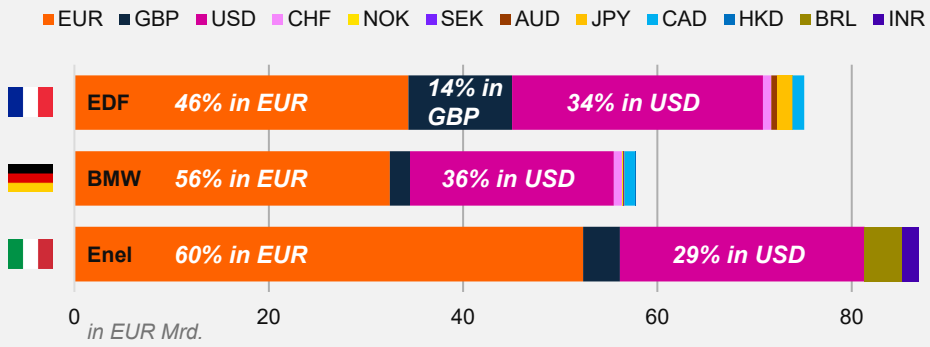


Hinweis: Es ist davon auszugehen, dass Investoren mittel- bis langfristig aufgrund von Konzentrationsrisiken auf Emittenten- als auch Sektorebene auf erhebliche Investitionshemmnisse stoßen werden. Öffentlich zugänglich Daten liegen hierzu jedoch nicht vor, es ist jedoch ableitbar von den Sach- und Investitionsprogrammen der ÜNBs und den korrespondierenden, idiosynkratischen Risiken.

Quelle: Bloomberg, ING Capital Markets, ING Research. | per 22.06.2026.

**TenneT NL wird bei TenneT Deutschland nur anteilig berücksichtigt.*

… und die gezielte Diversifikation über weitere Markttiefen hinweg unerlässlich und strategisch wertvoll machen



- **Fremdwährungsemissionen** entlasten die **EUR-Kurve**, dabei ragt der **USD** als **tiefster und liquidester Kapitalmarkt** heraus
- Neben der grafisch dargestellten Diversifikation in Anleihen verschiedener Währungen, bieten **weitere Instrumente** wie z.B. Schuldscheindarlehen, Exportfinanzierungen oder Private Placements Diversifizierungsopportunitäten.

Quelle: Bloomberg, ING Capital Markets, ING Research. | per 22.06.2026.

Die hohe Investorennachfrage nach langen Laufzeiten bietet ein optimales Umfeld für Versorger/ÜNBs, welches stärker bespielt werden sollte

Zentrale Vorteile von Anleihe-Emissionen mit Laufzeiten > 10 Jahren

1. **Verbesserte Execution- und Pricing Effizienz:**

   -Bei der Aufnahme großer Finanzierungsvolumina (z. B. mehrere Milliarden Euro pro Jahr) zu möglichst niedrigen Kosten greifen Emittenten typischerweise auf Multi-Tranche-Emissionen zurück. Dadurch wird der Preisdruck auf einzelne Tranchen reduziert und das Volumen über verschiedene Laufzeiten verteilt, anstatt sich auf wenige große Tranchen zu konzentrieren. Kleinere Einzeltranchen (bei gleichzeitiger Sicherstellung einer Mindestgröße von €500 Mio. pro Tranche) reduzieren den Druck auf einzelne Laufzeitsegmente und unterstützen in der Regel eine engere Preisfindung

   -Voraussetzung für eine erfolgreiche Multi-Tranche-Strategie ist, dass sich die Nachfrage zwischen den Tranchen nicht gegenseitig kannibalisiert. Dies erfordert eine klare Laufzeitdifferenzierung; ein Abstand von mindestens drei Jahren gilt üblicherweise als notwendig, um unterschiedliche Investorensegmente anzusprechen. Eine Ausweitung der Emission über die 10-jährige Laufzeit hinaus erhöht die Flexibilität in der Strukturierung und ermöglicht eine effizientere Umsetzung der Multi-Tranche-Strategie mit besser diversifizierter Nachfrage und optimierten Funding-Kosten.

2. **Unterstützung eines ausgewogenen Laufzeitprofils (Debt Maturity Profile):**

   -Eine breitere Laufzeitenstruktur (einschließlich Laufzeiten >10 Jahren) ermöglicht es Emittenten, ihr Fälligkeitsprofil zu glätten, Refinanzierungsspitzen zu vermeiden und das zukünftige Refinanzierungsrisiko zu reduzieren.

3. **Erweiterete Diversifikation der Investorenbasis – Verschiedene Laufzeitensegmente sprechen unterschiedliche Investoren an:**

   - Kurzläufer: primär Banken und Asset Manager
   - Langläufer: v. a. Versicherungen und Pensionskassen

Emissionen jenseits von 10-Jahres-Laufzeiten bleiben ein zentraler Hebel für eine optimierte Finanzierungsstrategie

➢ **Vor diesem Hintergrund sind Emissionen > 10 Jahren nicht nur ein Instrument zur Laufzeitverlängerung, sondern stellen zugleich ein effektives Mittel zur Erweiterung der Investorenbasis, zur Erhöhung der Flexibilität sowie zur Optimierung des Refinanzierungsprofils dar**

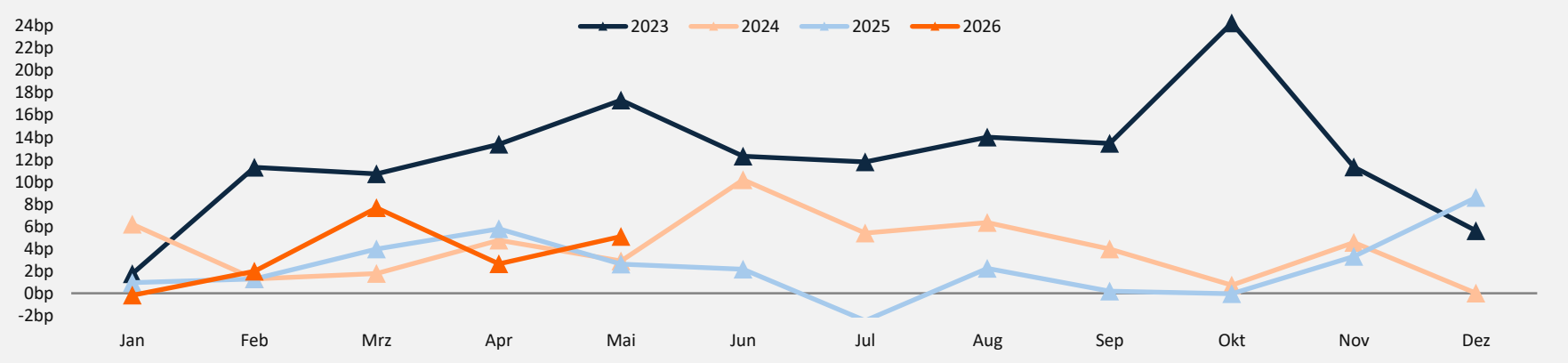
Quelle: Bloomberg, ING Capital Markets. | per 23.06.2026.

Grundlagen der New Issue Premium („NIP“): ein Bestandteil der Finanzierungskosten von Emittenten

Warum Emittenten einen Emissionsaufschlag (New Issue Premium, NIP) zahlen – Einordnung der NIP- Dynamik

1. **Fair-Value-Konzept**: Der Fair Value lässt sich am besten als indikativer Briefkurs im Sekundärmarkt definieren, der sich klassisch über Angebot und Nachfrage reguliert. Dieser wird typischerweise als Aufschlag gegenüber der Swap-Kurve ausgedrückt und spiegelt den Kreditaufschlag wider. Sekundärmarktniveaus ausstehender Anleihen des Emittenten oder vergleichbarer Emittenten dienen als Grundlage, um den Fair Value einer potenziellen Neuemission zu diskutieren.
2. **Neuemissionsprämie („NIP“):** Dabei handelt es sich um den Aufschlag, den ein Emittent über den Fair Value hinaus zahlen muss. Dieser NIP hängt von der Marktsentiment, der Bonität des Emittenten, dem Sektor sowie der Dynamik im Orderbuchaufbau (Bookbuilding) ab.
3. **Bookbuilding-Dynamik:** Der Start des Bookbuildings erfolgt auf Basis der Initial Pricing Thoughts („IPTs“), die gemeinsam zwischen Banken und Emittent abgestimmt werden. Dabei handelt es sich um ein Spread-Niveau mit einem Aufschlag gegenüber dem Fair Value, um das Bookbuilding zu starten und Investoreninteresse zu generieren. Abhängig von der Investorennachfrage und dem Verlauf des Bookbuildings kann die Spread-Guidance im Vergleich zu den IPTs enger werden. Schließlich wird der finale Kreditaufschlage der Neuemission festgelegt. Die Differenz dieses finalen Levels zum Fair Value wird als tatsächlicher NIP bezeichnet, den der Emittent zahlen musste, um die Transaktion erfolgreich abzuschließen

Neuemissionsprämien (*„NIP“*) im EUR-Anleihemarkt sind durchweg ein erheblicher Kostenfaktor und schwanken im Zeitverlauf



Quelle: Bloomberg, ING Capital Markets. | per 31.05.2026.

Die Neuemissionsprämie („NIP“) bleibt eine zentrale Komponente und sollte nicht vernachlässigt werden

➢ **Die Neuemissionsprämie muss berücksichtigt werden, da es das tatsächliche Preisergebnis der Bookbuilding-Dynamik widerspiegelt — obwohl es keine stabile oder exogene Größe ist, bleibt es essenziell, um die reale Marktumsetzung im Verhältnis zu einem modellabhängigen Fair Value abzubilden**

Welche Limitationen bestehen bei den verwendeten Benchmark-Indizes?

Zentrale Erkenntnisse zur Analyse der zugrundeliegenden Bloomberg-Indizes BBB jeweils 10 Jahre

Im Fokus stehender Index: *EUR EU Utilities BBB BVAL Yield 10Y bzw. weitere BVALs mit analoger Methodik*

1. Dynamische Zusammensetzung

- Tägliche Kurvenneuberechnung anstatt „*Rebalancing*" feststehender Indexmitglieder macht BVAL-Indizes **zu reinen Momentaufnahmen ohne fixes Emittenten-Universum** (BVAL-bedingte Einschränkung)
  - → eingeschränkte Transparenz hinsichtlich der Indexzusammensetzung
  - → **Per 22.06.2026, nur eine deutsche ÜNB-Anleihe als Teils der Indizes**

2. Aufnahme hängt von mehreren Faktoren ab als nur Rating und Sektor

- Institutionelle Struktur als Grundvoraussetzung
- Mindest-BVAL-Score (≥ 6/10) → Qualitäts- und Validitätsindikator, der anzeigt wie verlässlich bzw. datenbasiert ein Preis ist
- Standardisierte Bondstruktur, Optionalitäten exklusionsrelevant (bspw. *Par-Call-Strukturen vs. Make-Whole-Call*)

3. Datenqualität und Liquidität entscheidend

- Aufnahme abhängig von Verfügbarkeit und Qualität der „*BVAL-Preise*" sowie ausreichender Datentiefe – ohne klare Messgrößen
- Weitere Einflussfaktoren: Emissionsgröße, Alter und Liquidität – jedoch ohne klar definierte Schwellenwerte (bspw. *Sub-Benchmark vs. Benchmark*)

4. Artifizielle, proprietäre, modellbasierte Kurvenkonstruktion

- Kurven basieren auf (i) normalisierten Renditen über ein breites Bonduniversum, (ii) Shaper- und Referenzkurven sowie (iii) Regressions- und Glättungsverfahren
- **Einzelne Laufzeiten (z. B. 10 Jahre) sind Modellergebnisse und nicht durch konkrete Anleihen an diesem Punkt bestimmt**

5. Zusätzliche Restriktionen

- Laufzeitabdeckung: Ausreichende Datendichte entlang der gesamten Kurve erforderlich, bei Lücken werden Referenz-, Shaper- und Cross-Rating-Daten ergänzt
- Outlier-Filter: Bonds mit signifikanter Abweichung von der Kurve werden ausgeschlossen, auch bei guten BVAL-Scores
- Keine Rating-Inversion: Besser geratete Kurven müssen über alle Laufzeiten enger verlaufen als schwächere, entsprechende Anpassungen stellen diese Spread-Hierarchie sicher (Emittenten-Rating vs. Instrument-Rating)
- **Keine Inklusion von Neuemissionsprämien zur Abbildung emissionsrelevanter Kostenbestandteile, da rein Rendite/Durations-fokussierte Indizes**

Implikation für einzelne Emittenten

- **Rating und Sektorzugehörigkeit reichen nicht aus**
- **Exklusionsgründe sind zahlreich und nicht in der Hand des Emittenten:**
  - Strukturelle Merkmale (z. B. Par-Call-Strukturen)
  - Unzureichende und/oder qualitativ unzureichende Preisdaten
  - Liquiditäts-/Größen-/Altersfaktoren
  - Statistische Behandlung (z. B. Ausreißer)

→

Trotz vergleichbarer Ratings und Profile sind Emittenten wie EnBW, Amprion und 50Hertz/Eurogrid zum Zeitpunkt unserer Analyse gar nicht (oder nicht vollständig) in den relevanten BVAL-Indizes enthalten

Insgesamt sind BVAL-Benchmarkindizes vor dem Hintergrund ihrer strukturellen Einschränkungen mit Vorsicht zu interpretieren

- × **Begrenzter Abdeckung (nur eine deutsche ÜNB Anleihe enthalten)**
- × **Ausklammerung von New Issue Premiums (NIP)**
- × **Fehlender Transparenz bei der Datenqualität**

Quelle: Bloomberg, ING Capital Markets. | per 22.06.2026.

Entscheidungsbaum – nach welchen Kriterien werden Benchmark-Indizes? *(teilweise in Englisch aufgrund der Bloomberg-Kriterien)*

Entscheidungskritierien, welche uns bekannt sind – und nicht notwendigerweise abschließend

Im Fokus stehender Index: *EUR EU Utilities BBB BVAL Yield 10Y bzw. weitere BVALs mit analoger Methodik*

Zulassungskriterien

Criterion	Requirement
Currency	EUR-denominated
Sector	EU Utilities (Bloomberg BICS classification)
Geography	European Union issuers
Bloomberg Composite Rating	[BBB+/BBB] range (minimum of two eligible ratings required)
Coupon Type	Fixed rate only (FRN bonds excluded)
Seniority	Senior unsecured only - subordinated and hybrid bonds excluded
Call Structure	"Bullet" or including MWC - hard callable bonds (1-/2-/3-m Par Call etc.) are excluded
BVAL Assessment	Valid BVAL price required on the pricing date

Zusätzliche "Curve-Fitting Filters"

Filter	Description
Outlier Removal	Bonds whose yield deviates significantly from the fitted curve are removed to protect curve stability
Issuer Redundancy	When multiple bonds from the same issuer cluster at similar tenors and yields, the algorithm retains only the most informationally distinct

Disclaimer

Disclaimer This document has been prepared jointly by ING Bank, a branch of ING-DiBa AG and ING Bank N.V., both acting through its Global Capital Markets division (together "ING"), solely for the information purposes of Eurogrid GmbH and its subsidiaries as a platform for discussion and by accepting this document you agree to be bound by the following limitations and obligations. This document is strictly private and confidential and for the use of the intended recipients only. Copyright, database and intellectual property right protection of this presentation is reserved by ING. This document may therefore not be altered, reproduced, distributed or published by any person for any purpose without the prior express consent of ING. All rights are reserved. While ING has taken reasonable care to ensure that the information contained herein is not untrue or misleading at the time of presentation to the client, ING makes no representation with regard to the accuracy or completeness of the information, part of which was obtained from the client and public sources and relied upon as such. Furthermore, where this document includes projections, estimates or assumptions, such are provisional only and for indicative, preliminary and illustrative purposes only. This document does not constitute any valuation, appraisal or advice and there can be no guarantee that any projected results will be achieved. Actual results will vary and such variations may be material. ING does not have any obligation, to amend or change such projections or assumptions. ING and each of its directors, officers or employees disclaim any liability whatsoever arising from any use of this presentation and any errors contained therein and/or omissions therefrom or from any use of the contents of this presentation. The information contained in this presentation is subject to change without notice.

The information is further subject to there having been, in the sole opinion of ING, no material adverse change in the international capital or loan markets prior to the implementation of this proposal. None of the information should be interpreted as an offer to buy or sell securities or as investment advice of any kind, and this presentation does not constitute a solicitation, a commitment, or an offer to commit, to any transaction or financing by ING or any of its affiliates and subsidiaries. The provision of any commitment, or the making of such an offer, is subject to, amongst other things, commercial and internal credit and underwriting approvals, satisfactory completion of due diligence, execution of legal documentation acceptable to ING and receipt by ING of satisfactory conditions precedent. ING is a subsidiary of the publicly-listed ING Groep N.V. (“ING Group"), a global financial full service firm, and as a consequence members of ING Group, including ING, may provide services to any member of the same group as the client or any other entity or person (a "Third Party"), engage in any transaction (on its own account or otherwise) with respect to the client or a Third Party, or act in relation to any matter for itself or any Third Party, notwithstanding that such services, transactions or actions may be adverse to the client or any member of its group, and ING may retain for its own benefit any related remuneration or profit. This document is not investment advice and does not constitute investment research as defined in article 36(1) of Commission Delegated Regulation 2017/565 supplementing Directive 2014/65/EU, as amended. It has not been prepared in accordance with the legal requirements designed to promote the independence of investment research and it is not subject to any prohibition on dealing ahead of the dissemination of investment research. It is not an offer or solicitation for the purchase or sale of any financial instrument. Neither ING nor any of its officers or employees accepts any duty of care to you or any liability for any direct or consequential loss arising from any use of this document or its contents. Only investors with sufficient knowledge and experience in financial matters to evaluate the merits and risks should consider an investment in any issuer or market discussed herein and other persons should not take any action on the basis of this document. Before making an investment decision you should seek advice from such independent advisers as you deem necessary. ING Wholesale Banking is the marketing name for the corporate and investment banking business of ING Bank N.V. and certain of its subsidiary companies. You acknowledge and agree that ING is acting, and will at all times act, as an independent contractor on an arm's length basis and is not acting, and will not act, in any other capacity, including in a fiduciary capacity, with respect to you. Some of the information set out in this presentation is or may be price-sensitive information. The disclosure and use of such information is regulated and generally prohibited by applicable legislation relating to insider dealing and market abuse. You should not construe the contents of this presentation as legal, tax, accounting, investment or other specialist advice or a personal recommendation. You are expected to rely on your own due diligence if you wish to proceed further in connection with a possible transaction and should consult your own counsel, tax, financial or other specialist advisers as to legal and related matters concerning any transaction described herein. No investment, divestment or other financial decisions or actions should be based solely on the information in this presentation. Depending on the potential outcome of our discussions with you, ING or any of its affiliates may enter into a potential transaction with you that has an Environmental, Social or Governance ("ESG" element or purpose. You can find out more about the risks associated with ESG, or sustainable or sustainability-linked transactions in our ESG and sustainability product disclosures and disclaimers of our website: https://assets.ing.com/m/549da78c715520fe/original/ing-sustainability-disclaimer-dcm.pdf

This presentation serves as a basis for further discussion and is not intended to be legally binding. ING Bank, a branch of ING-DiBa AG, registered with the commercial register (Handelsregister) of the local court (Amtsgericht) of Frankfurt am Main under HRB 7727 with business address Hamburger Allee 1, 60486 Frankfurt am Main, Germany, is a German bank supervised by Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), Graurheindorfer Str. 108, 53117 Bonn, and Marie-Curie-Str. 24-28, 60439 Frankfurt am Main (www.bafin.de) and Europäische Zentralbank (EZB), Sonnemannstr. 20, 60314 Frankfurt am Main, Kaiserstraße 29, 60311 Frankfurt am Main and Taunustor 2, 60311 Frankfurt am Main (www.ecb.europa.eu). ING Bank N.V. is directly supervised by the European Central Bank as part of the Single Supervisory Mechanism and regulated by the Dutch Central Bank

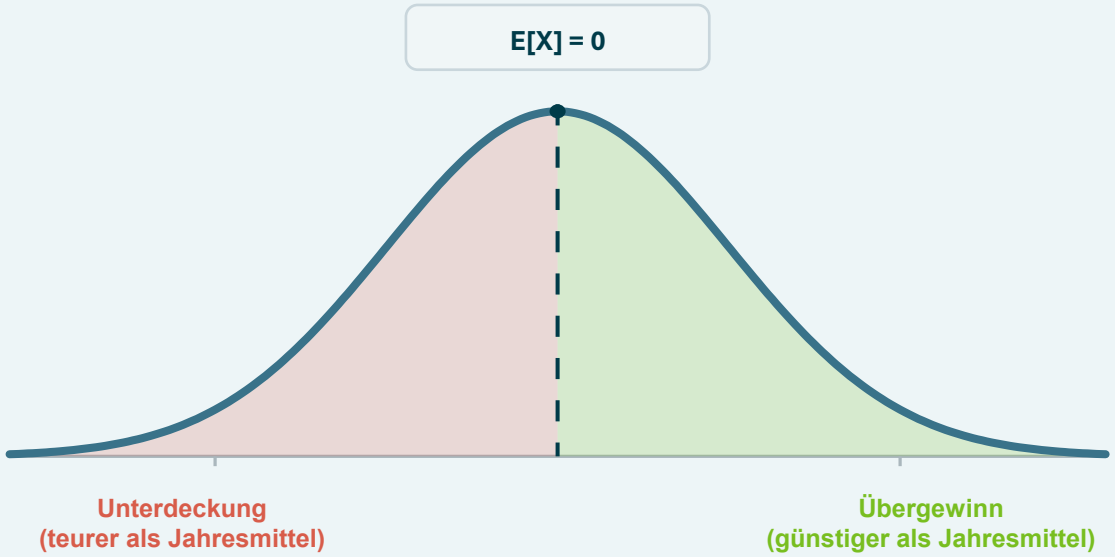


do your thing

Taggenaue Referenzreihe: Erwartungswert ≠ Risiko - Jahresdurchschnitt erzeugt zufallsbedingte Abweichungen; taggenaue Werte eliminieren die Volatilität auf Ebene der ÜNB

Streuung um den Jahresdurchschnitt

Erwartungswert = 0, aber Einzelrisiko bleibt



Kernaussage: Nicht der Mittelwert ist das Problem, sondern die Varianz.

Warum taggenau?

1 Jahresdurchschnitt

Finanzierungen erfolgen punktuell. Der Zeitpunkt entscheidet zufällig über Unterdeckung oder Übergewinn.

2 Taggenaue Referenz

Referenzzins wird zum tatsächlichen Finanzierungstag abgebildet. Zufallsvolatilität beim ÜNB entfällt.

3 Effiziente Risikozuordnung

Im Kollektiv der Netznutzer gleichen sich Abweichungen verschiedener ÜNB teilweise aus.

Folge: **Nur taggenau ist konsistent mit „no risks on cost of debt“**
ÜNB verzichten auf Zufallsgewinne und werden – wie im bisherigen regulatorischen Rahmen – gegen Zufallsverluste abgesichert.

Öffentlich

Tabelle 1:
Maximale Schwankungsbreiten der Fremdkapital-Referenzzinsreihe 2016-2025

Jahr	a) Min in %	b) Max in %	c) Mittelwert in %	Maximale Abweichung (-/+) ggü. dem Mittelwert in %- Punkten (c – a oder b – c)
2016	1,28	3,10	2,10	1,00
2017	1,97	2,64	2,20	0,44
2018	2,04	2,51	2,27	0,24
2019	0,97	2,76	1,86	0,90
2020	0,97	2,62	1,57	1,05
2021	0,95	1,49	1,24	0,29
2022	1,47	5,09	3,38	1,91
2023	3,62	4,92	4,38	0,76
2024	3,53	4,17	3,90	0,37
2025	3,71	4,38	4,09	0,37
Durchschnitt der maximalen Abweichungen in einem Jahr in Prozentpunkten				**0,73**

Erläuterung:

Die Tabelle zeigt die messbaren Schwankungsbreiten des Referenzindex der London Stock Exchange Group (LSEG non-financials BBB 15y) im Zeitraum von 2016 bis 2025. Für jedes Kalenderjahr sind die maximalen Schwankungsbreiten zwischen den höchsten respektive den geringsten Zinskonditionen des Jahres im Vergleich zum Jahresmittelwert erfasst. Die maximalen Abweichungen zum Mittelwert innerhalb eines Jahres liegen im Durchschnitt der letzten 10 Jahre bei 73 BP, wobei in Einzeljahren mit hoher Volatilität an den Zinsmärkten Abweichungen bis zu 191 BP (Jahr 2022) messbar sind.

Öffentlich

Tabelle 2:
Auswirkungen einer fehlenden Berücksichtigung von weiteren Finanzierungs-instrumenten anhand eines fiktiven Beispiels

Jahr	1	2	3	gewichteter Zins in %
Zinssatz in %	2,0	3,0	4,0	
Finanzierung in Mio. €				
Anleihen	750	1.000	1.250	3,17
Darlehen	0	500	750	
Gesamt	750	1.500	2.000	3,29
Abweichung				-0,12

Erläuterung:

Ein Netzbetreiber finanziert sich über Anleihen und Darlehen in unterschiedlichem Umfang in jedem Kalenderjahr und zahlt dafür die jahresaktuellen Zinskonditionen. Wenn für die Ermittlung der gewichteten Zinskonditionen über alle Jahre ausschließlich die Anleihen-Finanzierung berücksichtigt wird, ergibt sich ein gewichteter FK-Referenzzinssatz in Höhe von 3,17 %. Wenn hingegen die vollständigen Kapitalaufnahmen aus Anleihen und Darlehen berücksichtigt werden ergibt sich ein FK-Referenzzinssatz in Höhe von 3,29 %. Im Ergebnis werden die aus den Darlehensauf-nahmen resultierenden abweichenden Finanzierungskonditionen in Höhe von +0,12 %-Punkte nicht berücksichtigt, obwohl eine nachweisbare Kapitalbeschaffung für den Netzausbau in den Jahren erfolgt ist.

Öffentlich

STELLUNGNAHME DER VIER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUR BERÜCKSICHTIGUNG DAUERHAFT NICHT BEEINFLUSSBARER KOSTENANTEILE AUS DEN JAHREN 2027 & 2028

ZUSAMMENFASSUNG

Beim Übergang vom Budget- zum Jährlichkeitsprinzip ab dem Jahr 2029 wird eine Übergangsregelung für t-2-Sachverhalte benötigt, um in den Jahren 2027 und 2028 tatsächlich angefallene Kosten und Erlöse vollständig in den Netzentgelten abzubilden. Der von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vorgeschlagene Lösungsweg, die Kosten/Erlöse aus 2027/2028 in 2029/2030 anzusetzen, entspricht dem bisher in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bzw. von Seiten der Bundesnetzagentur (BNetzA) angewandten üblichen Weg der Refinanzierung beim Übergang von einem Zweijahresverzug hin zu einem Plankostenansatz. Dies belegen insb. Präzedenzfälle wie Investitionsmaßnahmen (IMA), Einspeisemanagement (EisMan), Freiwillige Selbstverpflichtung Engpassmanagement (FSV EPM) und FSV Systemrelevante Gaskraftwerke. Die vorgeschlagene Übergangsregelung sichert somit Verlässlichkeit und Vertrauensschutz sowie eine vollständige Refinanzierung und führt nicht zu einer Doppelberücksichtigung dieser oder anderer Kosten-/Erlöspositionen. Ohne eine solche Regelung würden sich aus der Systemumstellung erhebliche Deckungslücken ergeben, die nicht dem Sinn und Zweck der verordnungsrechtlichen Bestimmungen zu dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten- und Erlöspositionen (dnbK) entsprechen können.

NOTWENDIGKEIT EINER KONSISTENTEN BEHANDLUNG VON T-0 UND T-2 BEI DNBK

DnbK-Anteile gemäß § 11 Abs. 2 ARegV sollen gemäß § 21a Abs. 4 EnWG a. F. auf Grundlage der tatsächlichen Kosten ermittelt werden. Das Grundprinzip bei dnbK ist die vollständige Berücksichtigung der angefallenen Kosten oder Erlöse in den Netzentgelten entweder ohne Zeitverzug (t-0) oder mit einem Zeitverzug von zwei Jahren (t-2). Auch die BNetzA spricht im Zusammenhang der dnbK von einem „Durchreichen“ der Kosten (vgl. Bericht der BNetzA nach § 112a Abs. 3 EnWG zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung, Bundestags-Drucksache 18/536, S. 82).

Für die Netzbetreiber soll mit diesen Positionen weder ein Risiko der Kostenunterdeckung noch eine Chance der Budgetunterschreitung verbunden sein. „*Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Rahmen der Anreizregulierung werden grds. anerkannt, im Laufe der Jahre angepasst und unterliegen nicht dem Effizienzvergleich.*“ (BNetzA, 08.10.2024, NEST-Termin zum Thema dnbK)

DnbK mit t-2 werden grundsätzlich von den ÜNB vorfinanziert und erst mit einem zweijährigen Versatz in der Erlösobergrenze (EOG) berücksichtigt. Von hoher wirtschaftlicher Relevanz sind insbesondere die Personalzusatzkosten mit den Aufwendungen für betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 9 ARegV) sowie den Betriebs- und Personalratstätigkeiten (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 ARegV) und den Kosten für Berufsaus- und Weiterbildung (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 11 ARegV), da der Personalbestand im Kontext des Wachstums der ÜNB erheblich ausgeweitet wurde und die Kosten im Zeitverlauf deutlich gestiegen sind.

Nach unserem Verständnis gebietet die Systematik des § 11 Abs. 2 ARegV i. V. m. § 21a Abs. 4 EnWG a. F. eine betragsmäßig vollständige Berücksichtigung der dnbK in der EOG. Die dnbK unterliegen nach der verordnungsrechtlichen Konzeption zudem keinen Effizienzfaktoren; entsprechend wird in der Regulierungspraxis der BNetzA allein die Kostenbasis abzüglich der dnbK einem Effizienzvergleich unterzogen. Eine materielle Relativierung dieser Kostenposition würde die gesetzlich vorgesehene Trennung zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten systemwidrig unterlaufen. Diese Einordnung wird durch die Rechtsprechung ausdrücklich gestützt. Das OLG Düsseldorf stellt klar, dass dnbK solche Kostenanteile erfassen, „(…) *bei denen es dem Netzbetreiber objektiv nicht möglich ist, Effizienzvorgaben zu erfüllen* (…)“, (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 18.05.2015, Az. VI-5 Kart 3/14 [V]).

Vor diesem Hintergrund kann auch die unterschiedliche zeitliche Berücksichtigung von dnbK-Positionen (t-0 vs. t-2) nicht als Ansatzpunkt für eine materielle Kürzung oder Teilanerkennung dienen. Die regelmäßige Beschlusspraxis der BNetzA sieht in Einklang mit der ARegV vielmehr für alle dnbK-Positionen eine vollständige Kostendeckung vor, sei es durch einen vollständigen Plan-Ist-Abgleich z. B. mittels Regulierungskonto oder durch den vollständigen unmittelbaren Ansatz der Istkosten aus dem Jahr t-2 in der EOG. Weder aus den Bestimmungen des § 4 ARegV, welcher den Zeitpunkt des Ansatzes von dnbK-Positionen in der Erlösobergrenze definiert, noch aus den Bestimmungen des § 14 ARegV, welcher die Kosten zur Durchführung des Effizienzvergleichs definiert, können materiellen Differenzierungen von dnbK-Positionen abgeleitet werden. Durch den vorliegenden Entwurf der ÜNB-Rahmenfestlegung, welcher für im Regulierungskonto enthaltene Plan-Ist-Differenzen aus dnbK-t-0-Positionen sachgerechterweise eine Übergangsregelung vorsieht, für dnbK-t-2-Positionen jedoch bisher nicht, käme es genau zu einer solchen nicht gerechtfertigten Ungleichbehandlung verschiedener dnbK-Kategorien. Die dnbK sind letztlich insgesamt als durchlaufende Kostenbestandteile ausgestaltet, die – unabhängig vom gewählten Abbildungsmechanismus (t-0 oder t-2) – vollumfänglich zu refinanzieren sind. Eine dauerhafte Nicht- oder Minderberücksichtigung wäre mit der verordnungsrechtlichen Systematik sowie der gefestigten Beschlusspraxis der BNetzA nicht vereinbar.

Daran ändert auch die Tatsache nichts, dass es sich bei der nun vorliegenden Systemumstellung um ein Szenario handelt, das in der ARegV nicht explizit geregelt ist. Dass der Verordnungsgeber ein solches Szenario nicht bereits ex ante geregelt hat, ergibt sich aus allgemeinen Grundsätzen der maßvollen Gesetzgebung. Die vorliegende Differenzierung und die daraus folgende signifikante Kostenunterdeckung für dnbK-t-2-Positionen würde den Grundsätzen des bisherigen Regulierungssystems fundamental widersprechen und wäre auch mit dem Grundprinzip des neuen Regulierungssystems, welches die jährliche Kostenanerkennung auf Basis von Istkosten vorsieht, nicht vereinbar. Denn auch unter dem neuen Regulierungsregime sollen tatsächlich angefallene Kosten grundsätzlich in voller Höhe anerkannt werden; eine pauschale Kürzung der tatsächlich angefallenen Kosten einzelner dnbK-Positionen ließe sich daher weder aus der bisherigen noch aus der zukünftigen Systemlogik herleiten.

Beurteilung von Aussagen der BNetzA beim Fachgespräch am 29.04.2026

Nachträgliche Refinanzierung von Jahresscheiben

Im Fachgespräch vom 29.04.2026 hat die BNetzA eine nachträgliche Refinanzierung von Jahresscheiben beim Wechsel in ein neues Regulierungssystem ausgeschlossen. Zur Begründung wurde ausgeführt, dass innerhalb von vier Regulierungsperioden insgesamt 20 Jahresscheiben zu erlösen seien und die Berücksichtigung von zwei weiteren Jahresscheiben daher nicht in Betracht komme. Nach Auffassung der BNetzA würde die Anerkennung von insgesamt 22 Jahresscheiben dem dnbK zugrunde liegenden Jährlichkeitsprinzip widersprechen. Aus Sicht der ÜNB greift diese Betrachtung jedoch zu kurz. Im Kern geht es nicht um die Refinanzierung von 22 statt 20 Jahresscheiben, sondern um die vollständige Refinanzierung der angefallenen Kosten über alle Jahre. Die Logik der seitens der BNetzA aufgezeigten 22 Jahresscheiben betrifft auch Jahre außerhalb der in Diskussion befindlichen vier Regulierungsperioden (in Summe 20 Jahre).

Zwar wurden zu Beginn des Systems bereits zwei Jahresscheiben erlöst, hierbei handelte es sich jedoch um die nachträgliche Refinanzierung der Istkosten aus dem damaligen Vorgängersystem, die mit einem Zeitverzug von zwei Jahren refinanziert wurden (siehe Abbildung). In den Jahren bis 2008 konnten die Istkosten bis 2006 (und damit auch die dnbK) über einen jeweiligen Netzentgeltantrag refinanziert werden. Ab 2009 galt dann das Budgetprinzip, jedoch konnten die dnbK auch hier weiterhin durchgängig mit Zweijahresverzug refinanziert werden (für 2009 wurden auf Grund einer Übergangsregelung in der ARegV die Kosten aus 2006 anstatt 2007 herangezogen). Bei Beendigung des Regulierungssystems mit Zweijahresverzug bei den dnbK muss nun sichergestellt werden, dass damit auch die beiden letzten Jahre (2027 und 2028) refinanziert werden können.

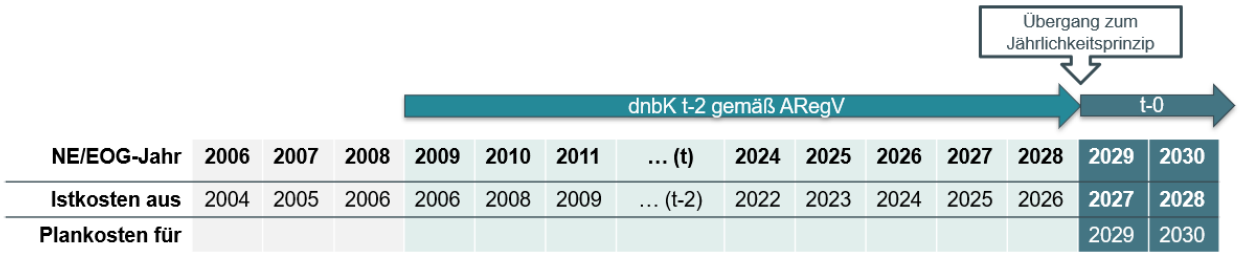


Abbildung 1: Istkosten-Anerkennung mit t-2- im Zeitverlauf

Mit einem Ansatz der Istkosten aus den Jahren 2027 und 2028 in den Jahren 2029 und 2030 werden also diese zwei Jahresscheiben nicht doppelt in Ansatz gebracht, sondern ganz im Gegenteil erstmalig und einmalig mit einem Zeitverzug von zwei Jahren refinanziert. Dies ist nicht nur regulierungstheoretisch korrekt, sondern in Anbetracht des deutlich gestiegenen Investitions- und Kostenniveaus (z.B. bei Personal) sowie den damit wertmäßig ausgeprägten Unterschieden zwingend erforderlich.

Budgetansatz für dnbK?

Weiterhin hat die BNetzA bei dem Fachgespräch am 29.04.2026 ausgeführt, dass bei OPEX generell und damit auch bei dnbK ein Budgetansatz gelte (vgl. auch BNetzA-Folie 11, Fachgespräch zum Thema Kostenanerkennung mit t-2, 29.04.2026). Der dnbK-Budgetansatz würde unterperiodisch entweder mit Plankosten t-0 oder mit t-2-Istkosten angepasst. Dies entspricht aus Sicht der ÜNB jedoch nicht der regulatorischen Praxis, ist weder methodisch noch verordnungsrechtlich begründet und würde zu einer ungerechtfertigten Differenzierung zwischen dnbK-Positionen führen.

Bei dnbK mit t-0 erfolgt immer ein nachträglicher Plan-Ist-Abgleich und Ausgleich der Differenzen über das Regulierungskonto. Dies ist faktisch eine Kostendurchreichung ohne Chance oder Risiko für Über- oder Unterdeckung und damit ein gewolltes Abweichen vom Budgetprinzip. Beim Wechsel zum Jährlichkeitsprinzip ist für die t-0-Positionen ein reibungsloser Übergang gewährleistet, da sich die Systematik (Planwerte und Plan-Ist-Abgleich) nicht ändert und die bis Ende 2028 entstandenen Differenzen über das Regulierungskonto und die hierzu in der ÜNB-Rahmenfestlegung vorgesehene Übergangsregelung (Tz. 2.3 Satz 13) abgewickelt werden.

Auch bei volatilen Kostenanteilen werden Kostenänderungen nach dem Basisjahr systematisch berücksichtigt, so dass hier ebenfalls nicht von einem Budgetansatz gesprochen werden kann. Sofern bei volatilen Kostenanteilen von einer vollständigen Kostendurchreichung abgewichen wird und Anreizelemente integriert werden, so basiert dies auf der spezifischen Festlegungskompetenz der BNetzA in § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV.

Auch für dnbK-t-2-Positionen kann kein Budgetprinzip abgeleitet werden. Die BNetzA argumentiert hingegen auf Folie 19 ihrer Unterlage vom 29.04.2026, dass § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV Netzbetreiber nicht berechtige, die Kosten eines abgeschlossenen Geschäftsjahres im übernächsten Geschäftsjahr in voller Höhe auf die Netznutzer zu wälzen.

§ 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV regelt in erster Linie die zeitliche Logik zur Anpassung der EOG und dient somit für sich genommen auch nicht dem Zweck, die Höhe der zulässigen Kosten zu definieren. In Kombination mit den Bestimmungen des § 11 Abs. 2 ARegV und den zuvor beschriebenen verordnungsrechtlichen und regulierungspraktischen Grundsätzen zur Behandlung von dnbK-Positionen, ergibt sich aus den Bestimmungen des § 4 ARegV im Ergebnis jedoch sehr wohl ein Anspruch auf vollständige Refinanzierung von dnbK t-2 Positionen. Dieser muss auch beim Übergang auf das neue System gewahrt bleiben.

Die BNetzA argumentiert weiter, dass in der Vergangenheit bei entsprechenden Umstellungen Ist- auf Plankosten keine Doppelansätze erfolgt seien. Auch diese Aussage ist nicht zutreffend, wie aus den im nachfolgenden Abschnitt beschriebenen Fallbeispielen ersichtlich wird.

Präzedenzfälle für Umstellung dnbK von t-2 auf t-0

Bei mehreren Sachverhalten erfolgte im Zeitablauf eine Umstellung von t-2 auf t-0, um eine Refinanzierung ohne Zeitverzug sicherzustellen und um Kosten- und Liquiditätsrisiken zu reduzieren. Dies betraf nicht nur CAPEX (IMA), sondern auch OPEX (EisMan, FSV Systemrelevante Gaskraftwerke, FSV EPM). Bei allen genannten Umstellungen sah der Verordnungsgeber eine lückenlose Refinanzierung ohne Doppelberücksichtigung vor, indem in einer zweijährigen Übergangsphase t-2-Istkosten und t-0-Plankosten berücksichtigt werden konnten.

Investitionsbudgets/Investitionsmaßnahmen

Kosten aus Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV wurden zunächst mit zwei Jahren Zeitverzug in der EOG berücksichtigt. Durch die ARegV-Novelle vom 14.03.2012 (BGBl. I 2012 S. 489) erfolgte eine Umstellung von t-2 auf t-0 zum Jahr 2012. Im Ergebnis wurden in der EOG 2012 die Jahresscheiben 2010 (Ist) sowie 2012 (Plan) und in der EOG 2013 die Jahresscheiben 2011 (Ist) sowie 2013 (Plan) berücksichtigt, sodass eine lückenlose Refinanzierung gewährleistet war.

Der Ansatz von zwei Jahresscheiben in der Übergangsphase zur Vermeidung von Deckungslücken wurde vom Verordnungsgeber explizit in der Übergangsregelung in § 34 Abs. 6 ARegV vorgesehen:

> *„Bei einer Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 6 in der bis zum 22. März 2012 geltenden Fassung wegen Kosten und Erlösen, die in den Jahren 2010 oder 2011 entstanden sind, werden die Erlösobergrenzen nach dieser Verordnung in ihrer bis zum 22. März 2012 geltenden Fassung angepasst, wobei zuzüglich ein barwertneutraler Ausgleich berücksichtigt wird. Auf Investitionsbudgets, die bis zum 30. Juni 2011 gemäß § 23 Absatz 3 in der bis zum 22. März 2012 geltenden Fassung beantragt wurden und die im Jahr 2012 kostenwirksam werden sollen, findet diese Verordnung in der ab dem 22. März 2012 geltenden Fassung entsprechende Anwendung.“*

Vgl. auch Begründung für Übergangsregelung (aus Bundesrat-Drucksache 860/11):

> *„§ 34 Absatz 6 Satz 1 gewährleistet, dass Jahres-Kostenscheiben, die bislang in den Jahren 2012 und 2013 zu einer Anpassung der Erlösobergrenze (auf Basis von Kosten aus den Jahren 2010 und 2011) geführt hätten, weiterhin angemessen berücksichtigt werden. Die Übergangsregelung stellt klar, dass diese Kosten wie bisher in den Jahren 2012 und 2013 berücksichtigt werden.“*

Entschädigungszahlungen § 15 EEG

Entschädigungszahlungen für EEG-Einspeisemanagement-Maßnahmen gemäß § 15 EEG wurden zunächst als gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten gemäß § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV den dnbK zugeordnet und mit t-2 in der EOG berücksichtigt. Durch die ARegV-Novelle vom 14.09.2016 (BGBl. I 2016 S. 2147) wurden Entschädigungszahlungen für EEG-Einspeisemanagement-Maßnahmen mit § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV explizit in den dnbK-Katalog aufgenommen. Durch eine Anpassung in § 4 Abs. 3 S.1 Nr. 2 ARegV wurde eine Kostenberücksichtigung mit t-0 umgesetzt. Der Abgleich mit den Ist-Kosten erfolgte gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 Satz 2 ARegV über das Regulierungskonto. Im Ergebnis wurden in der EOG 2017 die Jahresscheiben 2015 (Ist t-2) und 2017 (Plan t-0),in der EOG 2018 die Jahresscheiben 2016 (Ist t-2) sowie 2018 (Plan t-0) berücksichtigt, sodass eine lückenlose Refinanzierung gewährleistet war.

FSV Systemrelevante Gaskraftwerke

Mit der BNetzA-Festlegung BK8-23-014-A „FSV systemrelevante Gaskraftwerke“ vom 24.05.2024 wurde eine Verfahrensregulierung für das Verfahren zur Absicherung der Brennstoffversorgung durch einen Brennstoffwechsel oder andere Optimierungs- und Ausbaumaßnahmen systemrelevanter Gaskraftwerke nach § 13f EnWG beschlossen. Gemäß der Festlegung gelten ab dem 01.01.2024 die nach Maßgabe der FSV entstehenden Kosten als dnbK mit t-0. Bis Ende 2023 galt ein zweijähriger Zeitverzug (t-2). In der EOG 2024 wurden die Jahresscheiben 2022 (Ist t-2) und 2024 (Plan t-0), in der EOG 2025 die Jahresscheiben 2023 (Ist t-2) und 2025 (Plan t-0) berücksichtigt, sodass eine lückenlose Refinanzierung gewährleistet war.

FSV EPM / FSV ReDEM

Mit der BNetzA-Festlegung BK8-23-013-A „FSV ReDEM“ vom 05.06.2024 wurde eine Verfahrensregulierung der Aufwendungen und Erträge aus finanziellem Ausgleich gemäß § 13a Abs. 2 S.1 EnWG und aus Bewirtschaftung von Engpässen beschlossen. Gemäß der Festlegung gelten die Kosten/Erlöse ab dem 01.01.2024 als dnbK mit t-0. Die FSV ReDEM löste die bisherige Verfahrensregulierung FSV EPM vom 26.10.2009 (BK6-08-260/262/264/269) in der Fassung vom 04.11.2016 (BK6-15-118) ab, bei der ein zweijähriger Zeitverzug galt. In der EOG 2024 wurden somit die Istkosten 2022 (FSV EPM) und die Plankosten 2024 (FSV ReDEM), in der EOG 2025 die Istkosten 2023 (FSV EPM) und die Plankosten 2025 (FSV ReDEM) angesetzt, sodass eine lückenlose Refinanzierung gewährleistet war.

UMSETZUNGSVORSCHLÄGE FÜR SACHGERECHTE ÜBERGANGSREGELUNGEN

Die im Festlegungsentwurf vorgesehenen Mechanismen zur Behandlung von Kostenabweichungen bieten einen geeigneten Anknüpfungspunkt zur Abbildung der Übergangseffekte aus dnbK-t-2-Positionen. Insbesondere regelt Tenorziffer 2.3 den vollständigen Ausgleich von Differenzen zwischen zulässigen Erlösen und tatsächlich entstandenen Kosten einschließlich einer Verteilung auf Folgejahre. Darüber hinaus ermöglicht Satz 13 der Tenorziffer 2.3 ausdrücklich die Berücksichtigung annuitätischer Zu- und Abschläge auf die Plankosten der Jahre 2029 bis 2033 auf Basis von Regulierungskontosalden der Jahre 2024 bis 2028. Diese Regelung kann sachgerecht dahingehend erweitert werden, dass auch die bislang nicht berücksichtigten t-2-Kosten- und Erlösscheiben der Jahre 2027/2028 in diese Systematik integriert und mehrjährig in die künftige Kostenbasis ab 2029 überführt werden können.

Eine alternative Umsetzung kann – entsprechend der bisherigen Vorgehensweise bei den genannten vergleichbaren Präzedenzfällen – auch durch eine unmittelbare Berücksichtigung der offenen Kosten- und Erlösscheiben in den Plankostenansätzen, entsprechend Tenorziffer 2.1, der Jahre 2029 und 2030 erfolgen. Dabei würden zusätzlich zu den jeweiligen Plankosten und -erlösen die noch offenen t-2-Kosten- und Erlösscheiben (2027 bzw. 2028) in die jährliche Erlösermittlung integriert. Beide Ansätze stellen sicher, dass die betroffenen Kostenbestandteile vollständig, aber nur einmalig in die Erlöslogik eingehen und vermeiden einen systemwidrigen Abbruch der Kostenwirkungskette.

Fazit: Übergangsregelung für dnbK-t-2-Positionen sowohl in materieller als auch systematischer Hinsicht zwingend geboten

Aus Sicht der ÜNB ist beim Wechsel zum Jährlichkeitsprinzip eine Übergangsregelung für alle dnbK-t-2-Positionen zwingend geboten. Die Sachgerechtigkeit entsprechender Übergangsregelungen ergibt sich abgesehen von der signifikanten materiellen Wirkung einerseits vor allem aus der Systematik zum Umgang mit dnbK-Positionen im bisherigen Regulierungsrahmen und andererseits auch aus diversen Präzedenzfällen, in denen der Verordnungsgeber oder die Regulierungsbehörde für vergleichbare Fälle entsprechende Übergangsregelungen vorgesehen hat. Eine Abweichung von solchen gelebten Grundsätzen würde das Vertrauen in eine verlässliche und systematisch konsequente Regulierungspraxis wesentlich untergraben. Vor diesem Hintergrund sprechen sich die ÜNB dafür aus, die zuvor genannten Vorschläge bei der finalen Ausgestaltung der Rahmenfestlegung zu berücksichtigen.

Vertraulich (Confidential)

TRANSNET BW

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

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

DATUM
07.08.2026
ANSPRECHPARTNER/IN
[redacted]
BEREICH
[redacted]
TELEFON
[redacted]
E-MAIL
[redacted]
IHRE ZEICHEN
GBK-25-01-1#2
IHR SCHREIBEN VOM

Stellungnahme der TransnetBW zur Berücksichtigung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile der Jahre 2027 & 2028 im Rahmen des Verfahrens GBK-25-01-1#2

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit diesem Schreiben möchten wir das Schreiben der 4ÜNB vom 31.07.2026 zum Umgang mit t-2 Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten (dnbK) der Jahre 2027 und 2028 um weitere TransnetBW-spezifische Perspektiven ergänzen. Die 4ÜNB vertreten die klare Haltung, dass beim Übergang vom Budget- zum Jährlichkeitsprinzip ab dem Jahr 2029 zwingend eine Übergangsregelung für t-2-Sachverhalte erforderlich ist, um die in den Jahren 2027 und 2028 tatsächlich entstandenen Kosten und Erlöse vollständig in den Netzentgelten abbilden zu können. Diese Auffassung möchten wir unsererseits hiermit nochmals bekräftigen. Eine solche vollständige Abbildung in den Netzentgelten ist unseres Erachtens zudem auch rechtlich geboten.

Der von den 4ÜNB vorgeschlagene Lösungsweg, dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten/Erlöse aus den Jahren 2027/2028 mittels einer Übergangsregelung in der Rahmenfestlegung (Verfahren GBK-25-01-1#2) in den Netzentgelten der Jahre 2029/2030 anzusetzen, entspricht dem bisher in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vorgesehenen bzw. dem von Seiten der Bundesnetzagentur (BNetzA) angewandten üblichen Weg der Refinanzierung beim Übergang von einem Zweijahresverzug hin zu einem Plankostenansatz. Dies belegen insb. Präzedenzfälle wie Investitionsmaßnahmen (IMA), Einspeisemanagement (EisMan), Freiwillige Selbstverpflichtung Engpassmanagement (FSV EPM) und FSV Systemrelevante Gaskraftwerke. Die vorgeschlagene Übergangsregelung sichert somit Verlässlichkeit und Vertrauensschutz sowie eine vollständige Refinanzierung und führt nicht zu einer Doppelberücksichtigung dieser oder anderer Kosten-/Erlöspositionen.

Frage der 20-jährigen Betrachtung

Die von der BNetzA im Fachgespräch vom 29.04.2026 vertretene Auffassung, dass ein Ausgleich der beiden Jahresscheiben 2027 und 2028 nicht geboten sei, da in 20 Jahren Anreizregulierung bereits 20 Erlösschreiben für dnbK t-2 Positionen erlöst worden seien, weisen wir an dieser Stelle ebenfalls ausdrücklich zurück.

Wie die 4ÜNB in ihrer Stellungnahme vom 31.07.2026 dargelegt haben, ergaben sich die Erlösansätze in den ersten beiden Jahren der Anreizregulierung aus einer konsistenten Fortführung des Kostenansatzes mit t-2, wie er bereits vor Beginn der

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. Oliver Strangfeld

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

Anreizregulierung Gültigkeit hatte und nicht aus einem etwaigen doppelten Kostenansatz. Die Einbeziehung der Erlösansätze dieser beiden Anfangsjahre führt angesichts der erheblichen Kostensteigerungen über die letzten 20 Jahre zudem nicht ansatzweise dazu, dass hieraus eine Kostendeckung abgeleitet werden könnte, welche für die in Frage stehenden dnbK-Positionen jedoch geboten wäre.

Sollte die BNetzA ihre abweichende Auffassung trotz dieses Zusammenhangs und der weiteren von den ÜNB und TransnetBW vorgebrachten Einwände aufrechterhalten, wäre aus Sicht von TransnetBW zumindest ein Abgleich zwischen den dnbK t-2 Kosten- und Erlöspositionen in den Anfangs- und Endjahren der Anreizregulierung vorzunehmen. Da die Kosten und Erlöse der Jahre 2011 bis 2026 infolge der t-2-Logik bereits vollständig innerhalb der vier Regulierungsperioden berücksichtigt und ausgeglichen wurden, würde sich ein Abgleich für den Zeitraum 2009 bis 2028 faktisch auf einen Abgleich der in den Erlösobergrenzen der Jahre 2009 und 2010 enthaltenen Beträge mit den Kosten und Erlösen der Jahre 2027 und 2028 beschränken. Eine Gegenüberstellung der entsprechenden Beträge für TransnetBW kann der Tabelle in Anlage 1 entnommen werden. Hierbei wird deutlich, dass die Aufwendungen für dnbK t-2-Sachverhalte der Jahre 2027 und 2028 die entsprechenden EOG-Beträge in den Anfangsjahren der Anreizregulierung um ein Vielfaches übersteigen.

Ohne eine sachgerechte Übergangsregelung für die dnbK t-2-Sachverhalte entstünde TransnetBW für die Kosten der Jahre 2027 und 2028 auf Basis der letzten verabschiedeten Finanzplanung eine Deckungslücke in Höhe von rund [redacted], was rd. [redacted] der geplanten regulatorisch zugestandenen Eigenkapitalverzinsung dieser beiden Jahre entsprechen würde. Ohne eine sachgerechte Übergangsregelung wäre somit eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals im Sinne des § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG nicht gewährleistet.

Frage der Behandlung von Baukostenzuschüssen bei Umstellung von t-2 auf t-0

Des Weiteren wies die BNetzA im Fachgespräch vom 29.04.2026 darauf hin, dass bei der Umstellung der Baukostenzuschüsse von t-2 auf t-0 „regelmäßig kein doppelter Abzug der BKZ für zwei Jahre“ stattgefunden hätte. Aus Sicht von TransnetBW kann auch dieses Beispiel nicht als Begründung dafür herangezogen werden, dass ein Ausgleich beim Übergang von t-2 auf t-0 nicht geboten sei.

Bei der damaligen Novellierung der ARegV im Jahr 2016 handelte es sich ebenfalls um eine dnbK-Umstellung von t-2 auf t-0. Der Verordnungsgeber hatte in diesem Fall, anders als bei den von den 4ÜNB genannten Präzedenzfällen, jedoch keine Regelung vorgesehen, die einen überlappenden Ansatz in den beiden Jahren nach der Umstellung (Ansatz für t-2 und t-0) zum Ziel gehabt hätte. Dass eine solche Regelung nicht vorgesehen wurde, dürfte darauf zurückzuführen sein, dass hierfür kein Erfordernis bestand. Anders als in den von den 4ÜNB beschriebenen Präzedenzfällen war ein überlappender Ansatz nicht erforderlich, um einen vollständigen Ausgleich von Kosten oder Erlösen, in diesem Fall die Rückerstattung erhaltener Zuschüsse, zu vollziehen. Nach § 9 ARegV waren und sind Zuschüsse linear über 20 Jahre aufzulösen. Zuschüsse, deren Auflösung im Sinne der vormals geltenden Regelung mit einem Zeitverzug von zwei Jahren in der Erlösobergrenze angesetzt wurden, wurden und werden von TransnetBW ab dem Zeitpunkt der erstmaligen Auflösung linear über 20 Jahre vollständig aufgelöst. Die Umstellung von t-2 auf t-0 hatte und hat insofern keine Auswirkung auf den Umfang der Gutbringung. Eine überlappende Auflösung im Sinne von t-2 und t-0 in den beiden ersten Erlösobergrenzen nach Inkrafttreten der Novellierung hätte hingegen dazu geführt, dass die

Auflösung nicht mehr linear über 20 Jahre, sondern mit einem zwischenzeitlich sprunghaften Anstieg über lediglich 18 Jahre erfolgt wäre.

Die Anpassung stand vielmehr im Zusammenhang mit der Einführung des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV, welcher ebenfalls eine Anpassung der Erlösobergrenze mit t-0 vorsieht. Da Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge als Baustein in die Kalkulation des Kapitalkostenaufschlags eingehen, erschien dem Verordnungsgeber eine Angleichung an t-0 sinnvoll. Vor dem Hintergrund, dass der Verordnungsgeber bei der Einführung des Kapitalkostenaufschlags diverse Übergangsregelungen (u. a. zum Übergangssockel) erlassen hatte, ist zudem davon auszugehen, dass die Notwendigkeit von Übergangsregelungen damals intensiv gewürdigt wurde und die fehlende Regelung zum überlappenden Ansatz zweier Jahresscheiben kein Versehen war.

Im Sinne einer sachgerechten Lösung stehen wir für einen weiteren Austausch zu dieser Frage jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted]

Anlage: Abgleich dnbK t-2 Positionen der Anfangs- und Endjahre der ARegV

Vertraulich (Confidential)

TRANSNET BW

Anlage: Abgleich dnbK t-2 Positionen der Anfangs- und Endjahre der ARegV

Werte in Mio. EUR für 2027 und 2028 auf Basis der letzten verabschiedeten Finanzplanung		EOG 2009	EOG 2010	Summe Anfangsjahre (2009 und 2010)	2027	2028	Summe Endjahre (2027 und 2028)		Abgleich Anfangs- und Endjahre
§ 11 Abs. 2 ARegV	**Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile**								
Satz 1 Nr. 3	Betriebssteuern								
Satz 1 Nr. 8b	Zahlungen an Städte oder Gemeinden nach Maßgabe von § 5 Abs. 4 StromNEV								
Satz 1 Nr. 9	Betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit vor dem 31.12.2016 abgeschlossen								
Satz 1 Nr. 10	Betriebs- und Personalratstätigkeit								
Satz 1 Nr. 11	Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und von Betriebskinder-tagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen								
Satz 1 Nr. 12a	Forschung und Entwicklung nach Maßgabe des § 25a ARegV								
Satz 4	FSV UGAT (Ungewollter Austausch)								
Satz 4	Festlegung ITC								
§ 17 ARegV	**Anreizinstrument zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber**								
Summe									