Stellungnahme zum Festlegungsentwurf eines „pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die fünfte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung“ (WACC Gas)

Aktenzeichen: BK9-26-621

Stellungnahme, Thüga Aktiengesellschaft | 14.09.2026

Die Thüga bedankt sich zunächst für die Gelegenheit zur Stellungnahme.

Die Gasnetze befinden sich gegenwärtig in einer außergewöhnlichen Transformationsphase. Einerseits bleibt Erdgas auf absehbare Zeit ein unverzichtbarer Energieträger für Industrie, Kraftwerke und Teile der Wärmeversorgung. Andererseits stehen die Gasverteilernetze vor tiefgreifenden Veränderungen infolge der Dekarbonisierung sowie der langfristigen Umstellung auf klimaneutrale Gase und Wasserstoff.

Die notwendige Transformation macht es erforderlich, den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Gasnetze dauerhaft zu gewährleisten, da diese für eine sichere und möglichst resiliente Energieversorgung noch langfristig benötigt werden. Hierauf hat sich auch die derzeitige Bundesregierung in ihrem Koalitionsvertrag geeinigt. Dazu sind erhebliche Erhaltungs-, Erneuerungs- und Transformationsinvestitionen notwendig. Nur eine technisch leistungsfähige gehaltene Gasnetzinfrastruktur ermöglicht es, bestehende Versorgungsaufgaben weiterhin sicher wahrzunehmen, eine für die globale Wettbewerbsfähigkeit Deutschland notwendige Gasnetzinfrastruktur vorzuhalten und zugleich zukünftige Optionen für den Einsatz klimaneutraler Gase, insbesondere Biomethan, oder eine spätere Umstellung auf Wasserstoff offenzuhalten.

Für die Finanzierung dieser Investitionen sind die Gasnetzbetreiber in erheblichem Maße auf Kapital Dritter, z.B. von Kreditinstituten, angewiesen. Dieses Kapital wird nur dann zur Verfügung gestellt, wenn der regulatorische Rahmen eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung gemäß §21 (2) EnWG gewährleistet. Investoren benötigen Sicherheit, Verlässlichkeit und Planbarkeit hinsichtlich der langfristigen Refinanzierung ihres eingesetzten Kapitals. Dies ist – wie man an der Zurückhaltung potenzieller Kreditgeber sieht – derzeit nicht gewährleistet. Gleiches gilt für die Netzbetreiber selbst, die angesichts der anstehenden Transformationsaufgaben dauerhaft über ausreichende Finanzierungs- und Investitionsspielräume verfügen müssen. Hierfür essentiell sind angemessen verzinste Rückflüsse aus bestehenden Investitionen.

In dem Festlegungsentwurf und auch in dem begleitenden Gutachten hat sich die Bundesnetzagentur nicht hinreichend mit der herausfordernden Situation der Gasnetze auseinandergesetzt. Auf Grund der Dekarbonisierung, der teilweisen Stilllegung sowie auch in Sonderfällen des Rückbaus bestehender Gasnetzinfrastruktur muss dem Risikoprofil eines Gasnetzbetreibers stärker Rechnung getragen werden. Da sich weder der Festlegungsentwurf noch das begleitende Gutachten hinreichend mit den steigenden Unsicherheiten und Risiken auseinandergesetzt haben, sehen

wir **erheblichen Nachbesserungsbedarf** im weiteren Verlauf des Festlegungsverfahrens. Dieses Risiko wird entgegen den Behauptungen der Bundesnetzagentur in Randziffer 144 auch nicht durch andere Festlegungen, wie etwa BRÜCKEN oder KANU 2.0 gemindert, da die Investitionsentscheidung eines Investors an eine risikoadäquate Verzinsung gekoppelt ist. Unsere abweichende Auffassung werden wir im weiteren Verlauf der Stellungnahme näher darlegen.

Der vorliegende **Festlegungsentwurf** schafft Rahmenbedingungen, die das genaue Gegenteil von dem bewirken, was für eine erfolgreiche Transformation notwendig wäre: Aufgrund der aufgeführten völlig unrealistischen Gesamtkapitalrendite, die noch unterhalb des aktuellen langfristigen Fremdkapitalzinsniveaus an den Kapitalmärkten liegt, können **Netzbetreiber** und **Investoren schlichtweg nicht investieren, da die Fremdkapitalkosten die langfristig zu erwirtschaftende Rendite übersteigen. Die Innenfinanzierungskraft der Netzbetreiber wird massiv geschwächt, da ihnen aus Bestandsinvestitionen keine ausreichende Verzinsung zufließt. Jede weitere Verschuldung würde die Rentabilität des Eigenkapitals weiter verschlechtern. Hinzukommt, dass die zugestandene regulatorische Verzinsung kein Garantiezins ist. Aus der Vergangenheit wissen wir, dass OPEX-seitige Unterdeckungen diese noch weiter aufzehren, welche sich bei Umstellung auf einen 3-jährigen Abbaupfad weiter verschärfen. Wir möchten betonen, dass die Auswirkungen, die dieser Festlegungsentwurf entfaltet, enorm sind. Unser Vertrauen in einen stabilen und verlässlichen Regulierungsrahmen sowie die notwendige Planungssicherheit, die aufgrund der trotz KANU 2.0 bestehenden Langfristigkeit des gebundenen Kapitals erforderlich wäre, ist stark erschüttert.**

Die Festlegung solcher finanziellen Rahmenbedingungen ist sowohl für die aktuelle Situation als auch für künftige Nutzungsperspektiven fahrlässig, da für sicherheitsrelevante Erneuerungsinvestitionen Beträge anfallen werden. Auch die BNetzA schreibt in Randziffer 145 der Methodenfestlegung von weiterhin notwendigen Investitionen in die Gasversorgung. Veraltete Leitungen müssen in naher Zukunft erneuert werden, da ansonsten ein sicherer Betrieb – unabhängig von der in manchen Teilen als endlich geplanten Nutzung der Gasinfrastruktur – nicht mehr gewährleistet werden kann.

Schon Aussagen bei Veröffentlichung der Methodenfestlegung im Dezember 2025 haben den Anschein aufkommen lassen, dass von der BNetzA die Gasnetze bereits als auslaufendes Geschäftsmodell abgetan worden sind. Eine unbedingt notwendige und rechtlich gebotene Rechtsfolgenabschätzung, die für die Stromnetze zumindest in Teilen angestellt worden war, scheint für die Gasnetze vollkommen ausgeblieben zu sein. Die Einzelfestlegung bestätigt diese Annahme und spiegelt in keiner Weise die Konditionen für die Gesamtkapitalverzinsung wider, welche für eine Transformation notwendig sind. Die Bundesnetzagentur verwechselt zudem, dass Investitionen nicht mit Kreditvolumen gleichzusetzen sind. Netzbetreiber finanzieren ihre Bestand-Assets rollierend, die Zinsbindung läuft üblicherweise spätestens nach 10 Jahren aus. Damit sind auch die in der Niedrigzinsphase abgeschlossenen Kredite betroffen und diese müssen im Laufe der 5. Regulierungsperiode zu den derzeit hohen Zins-Konditionen von 4 - 4,5% refinanziert werden.

Wenn der Festlegungsentwurf in der heute vorliegenden Form beschlossen würde, **droht die Gefahr, dass dringend benötigte Gasnetzinvestitionen nicht getätigt bzw. mangels ausreichender**

Rendite und ausreichender Kapitalausstattung gestreckt werden. Dies könnte die Transformation der Gasnetze und damit die gesamte Energiewende gefährden. Der Anschluss von Biomethananlagen wird bei 20-Jahres-Betrachtung für die Netzbetreiber wirtschaftlich unzumutbar. Dies steht in Widerspruch zu den vom parlamentarischen Gesetzgeber jüngst verabschiedeten bzw. sich im Gesetzgebungsverfahren befindenden Gesetzen (GModG und EnWG-Novelle zur Umsetzung des EU-Gaspakets). Die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde bedeutet nicht, dass sie den Willen des parlamentarischen Gesetzgebers konterkarieren darf.

Wie die Unternehmensberatung Kearney in einer am 20. Juni 2025 erschienenen Studie errechnet hat, hat sich der **Verschuldungsgrad der kommunalen Versorger von 2,4 im Jahr 2018 auf durchschnittlich 4,0 im Jahr 2023 erhöht**. Viele Stadtwerke befänden sich damit am oberen Limit dessen, was Banken noch finanzieren. Vor allem die Kombination aus gestiegenen Zinsen und politischer Unsicherheit erschwere Investitionsentscheidungen, stellt die Studie fest. Dies ist ein für die Zukunftsfähigkeit der deutschen Energienetze besorgniserregender Zustand, dem durch Sicherheit beim regulatorischen Rahmen begegnet werden sollte. Hier gibt es Beispiele aus der Thüga-Gruppe, bei denen der Verschuldungsgrad bereits weit über 4,0 liegt. In diesen Zustand hinein die Verzinsung noch weiter zu reduzieren, würde die Probleme weiter verschärfen und die Kreditaufnahme zunehmend erschweren.

Wir verweisen zudem noch darauf, dass in der Vergangenheit u.a. von Netznutzern gefordert worden ist, dass die Festlegung und die dort einfließenden Kapitalmarktdaten so nah wie möglich am Beginn der betroffenen Regulierungsperiode liegen sollte, um die tatsächlichen Verhältnisse möglichst repräsentativ abzubilden. Dies ist im Übrigen - insbesondere angesichts der von der BNetzA angewandten Methode, den FK-Zinssatz 7 Jahre rückwärtsgerichtet zu errechnen - auch rechtlich geboten, um in Zeiten fallender Zinsen die Netznutzer von dann aufgrund eines ggü. den Marktgegebenheiten überhöhten Zinsniveaus vor überhöhten Netzentgelten zu schützen. Die 7-jährige Durchschnittsbildung steht zudem einerseits im Widerspruch zu der durch die BNetzA getätigten Aussage, die Durchschnittsbildung an der Länge der Regulierungsperiode zu orientieren. Weiterhin besteht eine Inkonsistenz zum EK-Zins, bei dessen Ermittlung sowohl bei Risikofaktor als auch beim risikolosen Zins auf die Länge der Regulierungsperiode abgestellt werden. Aus unserer Sicht besteht daher das Erfordernis einer Begründung, weshalb die für Dezember 2026 angekündigte Festlegung Gas nicht Anfang 2027 erfolgt, um die aktuellen Marktgegebenheiten zumindest ein weniger besser abbilden zu können.

Vor dem Hintergrund dieser Ausführungen sehen wir bei den nachfolgenden Aspekten erheblichen Nachbesserungsbedarf, um den gesetzlichen Anforderungen an eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Kapitalverzinsung nach §21 (2) EnWG gerecht zu werden:

- **Erhöhung des Risikofaktors** zur Würdigung des erheblich gestiegenen Risikos beim Betrieb von Gasnetzen im weiteren Verlauf der nächsten 20 Jahre unter Berücksichtigung der enormen Unsicherheiten der Gasnetztransformation wie im Vorwort dargestellt. Ein Rückgang gegenüber der 4. Regulierungsperiode von ca. 25% im Festlegungsentwurf trotz deutlich gestiegener Unsicherheiten bedarf einer ausführlicheren Begründung und Nachvollziehbarkeit. KANU 2.0 ist kein “Allheilmittel” für die schwer einzuschätzende künftige Entwicklung

der Gasnetze, “BRÜCKEN” verfolgt einen gänzlich anderen Zweck. Wir sind der Ansicht, dass durch eine sachgerechte Anpassung bei der Ermittlung des Risikofaktors, unter anderen bei der Vergleichsgruppe und dem Betrachtungszeitraum, der Risikofaktor mindestens auf dem Niveau der 4. Regulierungsperiode verbleiben muss.

- **Anpassung des FK-Zinssatzes an das derzeitige Marktniveau von 4 - 4,5%**. Die Niedrigzinsjahre 2019-2021 dürfen nicht ausschlaggebend für den regulatorisch anerkannten FK-Zins bis ins Jahr 2032 sein. Wir sehen es daher zwingend geboten, dass für die Durchschnittsbildung bei der Ermittlung des FK-Zinssatzes eine Methodik zur Anwendung kommt, welche die Vorgaben nach §21 (2) EnWG erfüllt. Der derzeitige FK-Zins liegt mit 2,43% in etwa halb so hoch wie aktuelle Marktkonditionen von 4 - 4,5%. Die Behauptungen, dass VNB von Kapitalaufnahme in Niedrigzinsjahren über die gesamte Abschreibungsdauer der Investition profitieren widerspricht den üblichen Finanzierungsmechanismen von Energienetzbetreibern, die üblicherweise höchstens 10 Jahre Zinsbindung vereinbaren. Sie wird im Übrigen durch ein entsprechendes Gutachten im Auftrag des BDEW widerlegt (Vgl. PwC 2026, Gesamthafte Würdigung des BNetzA-Festlegungsentwurfes zum WACC Gas).
- Wir schließen uns zudem den Forderungen des BDEW an, dass auch die Marktrisikoprämie und der risikolose Zins einer kritischen Überprüfung unterzogen werden müssen. Das Gutachten von Frontier gibt hier Spielraum nach oben und die Gutachten im Auftrag des BDEW zeigen hier Alternativen auf (Vgl. NERA 2026, Betafaktor für Gasnetze - Einordnung des Festlegungsentwurfs BK9-26/621 im Auftrag des BDEW).
- Im Zusammenspiel von EK- und FK-Zins liegt der WACC derzeit bei 3,76% vor Steuern und damit noch unterhalb der derzeitigen FK-Zins Konditionen von 4-4,5%. **Durch Anpassung der einzelnen Parameter bei EK-Zins und FK-Zins** muss der WACC noch an das aktuelle Marktniveau angepasst werden, da der ansonsten bewirkte Entzug der Finanzierungskraft und Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber einen Verstoß gegen §21 (2) EnWG darstellt.
- Es ist – gerade angesichts der von der BNetzA gewählten Methode einer über einen langen Zeitraum rückwärtsgewandten Methode der Zinsbestimmung – sachgerecht und rechtlich geboten, die Festlegung so nah wie möglich am Beginn der Regulierungsperiode zu veröffentlichen, in Gas also im Jahr 2027, um möglichst aktuelle (Kapitalmarkt-)daten einfließen lassen zu können. Dies hat wesentlichen Einfluss auf alle Parameter, welche im WACC zur Anwendung kommen.

Erläuterungen im Einzelnen:

1. Ermittlung des Risikofaktors (Beta-Faktor) (Tenorziffer 2b (2))

Die Auswahl der Vergleichsunternehmen erfüllt nicht die Vorgabe einer breiten geografischen Abdeckung

Für die Ermittlung des Risikofaktors spielt die Auswahl der Vergleichsunternehmen eine entscheidende Rolle. Ein durch die Verbände beauftragtes Gutachten von NERA zeigt bei der Erweiterungsmöglichkeit der Vergleichsgruppe auf, dass weitere Unternehmen existieren, welche auch bereits von ausländischen Regulierungsbehörden zur Ermittlung des Risikofaktors herangezogen werden (Vgl. NERA 2026, Betafaktor für Gasnetze - Einordnung des Festlegungsentwurfs BK9-26/621 im Auftrag des BDEW). Auch benennt NERA Unternehmen aus den USA, welche als Ersatz für die nicht mehr börsennotierten Vergleichsunternehmen aus der 4. Regulierungsperiode dienen könnten. Mit Hilfe dieser in Summe 9 weiteren Unternehmen besteht die Möglichkeit, sowohl die Peer-Group zu erweitern als auch eine breitere geografische Abdeckung zu ermöglichen. Diese Vorgabe bestätigt auch die Bundesnetzagentur selbst in Randziffer 68 des Festlegungsentwurfes.
Durch diese internationale Erweiterung kommt NERA zu dem Ergebnis, dass der unverschuldete Risikofaktor auf dem Niveau der 4. Regulierungsperiode verbleiben würde, zwischen 0,34 und 0,42. Wir sind der Ansicht, dass eine Erweiterung der Peer-Group die unternehmens- und länderspezifischen Verzerrungen verringern kann. Die Bundesnetzagentur hat lediglich 2 der 9 genannten Unternehmen in ihre Vergleichsgruppe aufgenommen und beide stammen aus Italien. Eine breite geografische Abdeckung wird dadurch aber eben nicht erreicht, da aus Italien bereits 2 weitere Unternehmen in der Vergleichsgruppe enthalten sind.
Verweisen möchten wir an dieser Stelle insbesondere auf die beiden Unternehmen aus Rumänien, Transgaz und Transelectrica. Diese haben einen sehr hohen Netzanteil und es handelt sich um ein EU-Land. Lediglich die Vorgabe als OECD-Land wird nicht erfüllt, dem ist aber entgegenzuhalten, dass Rumänien ein Beitrittskandidat ist. Wir sehen es daher als geboten an, dass die Aufnahme dieser beiden Unternehmen näher geprüft werden muss.
Zudem verweisen wir darauf, dass die USA einen signifikanten Anteil am Gasmarkt weltweit haben. Die USA spielen bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie eine wesentliche Rolle und daher sollte auch bei der Auswahl der Vergleichsgruppe zum Risikofaktor eine Berücksichtigung der Unternehmen aus den USA geprüft werden, um eine Konsistenz zwischen den Parametern im CAPM-Modell zu wahren.
Die von NERA aufgezeigte erweiterte Vergleichsgruppe mit 19 Unternehmen ermöglicht damit zusammenfassend eine breitere geografische Abdeckung im Vergleich zu der Vergleichsgruppe von 12 Unternehmen seitens BNetzA. Die verbesserte Robustheit zeigt sich sogar dadurch auf, dass sich der Wert für das 25. Perzentil beim „EURO STOXX -3 Jahre“ in der Vergleichsgruppe mit 19 Unternehmen reduziert.

Alleinige Verwendung des STOXX Europe 600 reduziert den Aufwand und steigert die Ergebnisqualität im CAPM-Modell

Die Bundesnetzagentur verwendet im Festlegungsentwurf zwei Indizes zur Ermittlung des Risikofaktors. Der STOXX Europe 600 bildet jedoch das für diversifizierte Investoren relevante europäische Marktportfolio besser ab als der EURO STOXX, da er neben dem Euroraum auch die wichtigen Kapitalmärkte UK und Schweiz umfasst.
Die unterschiedlichen Handelszeiten spielen dabei keine wesentliche Rolle, da bereits zu Portugal eine einstündige Zeitverschiebung existiert. Somit stellt ein vergleichbarer Zeitunterschied zu UK keinen systematischen Nachteil dar beim STOXX Europe 600.
Auch das Argument der Wechselkurse zwischen GBP, CHF und EUR trägt an dieser Stelle nicht. Die Aktienkurse werden zunächst in EUR umgerechnet, bevor diese in die Indexberechnung eingehen. Die nicht in EUR dargestellten Aktien sind damit aus Sicher eines Euro-Investors konsistent bewertet. Wechselkursbewegungen von GBP oder CHF gegenüber dem EUR sind daher Bestandteil der tatsächlich erzielten Rendite und stellen keine Verzerrung dar. Auch mit Verweis auf das von NERA im Auftrag des BDEW erstellten Gutachtens verweisen wir darauf, dass weitere europäische Regulierungsbehörden, z.B. Niederlande, Frankreich, Großbritannien und Irland, den STOXX Europe 600 zur Ermittlung des Risikofaktors verwenden (Vgl. NERA 2026, Betafaktor für Gasnetze - Einordnung des Festlegungsentwurfs BK9-26/621 im Auftrag des BDEW).
Die alleinige Verwendung des STOXX Europe 600 führt damit zu konsistenteren Risikofaktoren gemäß CAPM-Modell. Weiterhin kann auch ein nationaler Referenzindex herangezogen werden, sofern Vergleichsunternehmen nicht im STOXX Europe 600 vertreten sind.

Bei wissenschaftlich ermittelten Parametern muss ein Sicherheitsmechanismus berücksichtigt werden

In Tabelle 2 im Festlegungsentwurf führt die Bundesnetzagentur die Übersicht der Asset Betas der Vergleichsunternehmen auf. Diese wurden für 3 bzw. 5 Jahre ermittelt und jeweils mit dem EURO Stoxx, dem STOXX Europe 600 bzw. nationalen Indizes verglichen. In Summe ergeben sich somit vier Werte je Unternehmen. Anschließend wird aus dem Minimum des 1. Quartils und dem Maximum des 3. Quartils der Mittelwert zur Ermittlung des regulatorisch relevanten Risikofaktors gebildet. Die Herleitung erscheint auf den ersten Blick plausibel. Die reine Mittelwertbildung stellt aber gerade keinen Sicherheitsmechanismus dar, da sie die vorhandenen Unsicherheiten im Ergebnis nivelliert. Die Bildung des Mittelwerts berücksichtigt nicht die mit der Beta-Schätzung verbundenen Unsicherheiten und hohen Bandbreiten. Positive und negative Abweichungen werden dabei ausgeglichen, ohne dass ein zusätzlicher Mechanismus vorgesehen ist, welcher der Schätzunsicherheit angemessen Rechnung trägt. Zudem verwendet die BNetzA lediglich das CAPM-Modell und hat die eigenen Berechnungen mit keiner anderen Methode außerhalb des CAPM-Modells verplausibilisiert.

Analog zum Risikofaktor ermittelt die Bundesnetzagentur auch den Effizienzwert für die jeweiligen

Unternehmen. Hier kommen vergleichbar zwei verschiedene Methoden (SFA und DEA) mit jeweils zwei Kostenbasen zusammen. Insgesamt ergeben sich auch hier je Unternehmen vier Werte. Jede wissenschaftliche bzw. statistische Methodik hat jedoch Unsicherheiten in ihren Annahmen. Beim Effizienzvergleich reagiert die Bundesnetzagentur selbst mit der Anwendung der sogenannten best-of-mean Methodik. Hier wird zuerst ein Mittelwert aus den unterschiedlichen Methodiken gebildet. Regulatorisch relevant ist dann jedoch der höhere der beiden Mittelwerte, um den Unschärfen Rechnung zu tragen.
Beim Risikofaktor werden vergleichbare Unschärfen von der BNetzA jedoch nicht beachtet und nicht durch einen Sicherheitsmechanismus analog zum Effizienzvergleich korrigiert. Dies ist unverständlich und entspricht nicht den Anforderungen an eine wissenschaftliche Methode. Die Anwendung wäre in der Praxis aus unserer Sicht sehr leicht umzusetzen, beispielsweise indem beim 1. Quartil nicht auf das Minimum abgestellt wird. Zu weiteren Vorschlägen schließen wir uns den Forderungen des BDEW an.

Fehlende Plausibilisierung des Risikofaktors ist nicht sachgerecht

Im Verlauf der Regulierungsperioden lag der unverschuldete Risikofaktor bisher nahezu konstant bei 0,4. Der durch die Bundesnetzagentur und ihren Gutachter hergeleitete Risikofaktor für die 5. Regulierungsperiode Gas ist gegenüber der 4. Regulierungsperiode um ca. 25% zurückgegangen und liegt nun bei 0,3. Aus diesem signifikanten Rückgang leiten wir die Pflicht der Bundesnetzagentur ab, diesen Rückgang zu validieren und näher zu erläutern. Dies wäre allein deshalb naheliegend, weil die politische Entwicklung in Deutschland zunehmende Unsicherheiten für die Gasnetze hervorruft, welche auch potenzielle Kreditgeber abschreckt. So gibt es z.B. weder einen tauglichen Finanzierungsrahmen für Wasserstoffverteilnetze noch ist geklärt, wie die Integration von Biomethan in die Gasnetze ablaufen soll. Auch die nationale gesetzgeberische Umsetzung des EU-Gaspaketes ist in Deutschland noch immer im parlamentarischen Verfahren, so dass das Erfordernis von Rückbaumaßnahmen im Gasnetz noch unklar ist. Zudem drohen den Gasnetzbetreibern bereits aktuell hohe Kosten für von Kunden gewünschte Stilllegungen von Hausanschlüssen, die bislang regulatorisch nur über das Budgetprinzip abgedeckt sind. Die Behandlung von Ewigkeitskosten der Gasnetze ist ebenso völlig unklar wie der Umgang mit Konzessionen, auf die sich möglicherweise kein Gasnetzbetreiber mehr bewirbt. Warum vor diesem Hintergrund der beta-Faktor für die Gasnetze gegenüber der Vergangenheit zurückgehen sollte, ist vollkommen unplausibel. Die Bundesnetzagentur wäre somit verpflichtet gewesen, den äußerst überraschenden Rückgang des beta-Faktors durch weitere Methoden zu überprüfen. Sie hat hingegen lediglich das CAPM-Modell verwendet und nicht einmal den internationalen Vergleich herangezogen.
Die Entwicklung des unverschuldeten Beta zeigt im internationalen Vergleich eine andere Richtung auf. NERA hat hierfür im Auftrag des BDEW die Festlegungen aus 10 Ländern verglichen. Hier liegt der Durchschnitt der aktuellen Festlegungen bei 0,4. Der allgemeine Abgleich gegenüber den aktuellen Festlegungen und den vergangenen Festlegungen zeigt zudem auf, dass der Durchschnitt jeweils 0,4 betragen hat, ein systematischer Rückgang ist im internationalen Vergleich somit nicht erkennbar. Bereits dieser unkomplizierte Abgleich zeigt, dass der im Festlegungsentwurf

hergeleitete Wert einer Überprüfung Bedarf. Zwar unterscheiden sich die angewendeten Parameter der einzelnen Länder z.B. hinsichtlich der Beobachtungszeiträume und der verwendeten Referenzindizes. Die Zahlen belegen jedoch zweifelsfrei, dass ein Rückgang beim Risikofaktor gegenüber den vergangenen Jahren nicht sachgerecht ist. **Dem internationalen Vergleich** muss vielmehr Rechnung getragen werden, sowohl zur **Validierung der Parameteransätze sowie der Einordnung seiner Angemessenheit im internationalen Kontext - umso mehr vor dem Hintergrund, dass das Absinken des beta-Faktors in Deutschland aufgrund der oben erläuterten unsicheren Rahmenbedingungen für die Gasnetze per se nicht nachvollziehbar erscheint.**

Ableitung des Risikofaktors entspricht nicht den Vorgaben nach §21 (2) EnWG

Seit 2020 herrscht auf den Aktienmärkten auf Grund zahlreicher Krisen (z.B. Corona, Ukraine-Krieg und Zollpolitik der USA) ein hoch volatiles Umfeld. Der Risikofaktor bemisst sich als Kovarianz zwischen Aktien- und Marktrendite dividiert durch die Varianz der Marktrendite. Diese exogenen Einflüsse dürfen daher nicht dazu führen, dass das Ergebnis methodisch verzerrt wird und nicht mehr repräsentativ für das künftig erwartbare Risiko eines regulierten Netzbetreibers ist.
Die Bundesnetzagentur verwendet für die Ermittlung des Risikofaktors 3- und 5-jährige Betrachtungswerte. Wir begrüßen ausdrücklich, dass die 1-jährige Betrachtung auf Grund der hohen Anfälligkeit verworfen worden ist.
Hierbei ist jedoch anzumerken, dass ein langfristiger Beobachtungszeitraum die verschiedenen Situationen berücksichtigt und damit weniger anfällig für Verzerrungen durch Ausreißer ist. Eine längere Zeitreihe erhöht damit Robustheit und Präzision der Schätzung. Bei den anderen Parametern zur Ermittlung der Zinssätze gemäß CAPM-Modell verwendet die Bundesnetzagentur ebenfalls langfristige Zeiträume. Für den FK-Zins zum Beispiel 7 Jahre und für die Marktrisikoprämie 125 Jahre. Wir sind daher der Ansicht, dass die zusätzliche Nutzung der 10-jährigen Werte, die stets von der BNetzA hervorgehobene Robustheit der Daten unterstützt. Die bereits durch NERA durchgeführten Auswertungen zeigen, dass die 10-jährigen Werte höher liegen und damit zu einer besseren Abbildung der derzeitigen Risikosituation beitragen.

Abschließend lässt sich festhalten, dass seitens der Bundesnetzagentur keine ausreichende Würdigung der besonderen Situation der Gasnetzbetreiber stattgefunden hat. Zur Ermittlung des Risikofaktors wird lediglich auf die Vergangenheit abgestellt. Aufgrund der Dekarbonisierung und der damit erforderlichen Transformation, für die bislang jedoch noch der erforderliche Rechtsrahmen fehlt, der bevorstehenden Stilllegung sowie in Sonderfällen auch des Rückbaus besteht ein erkennbares Risiko für den Gasnetzbetrieb. Mit diesem Risiko haben sich weder der Festlegungsentwurf noch das begleitende Gutachten ausreichend auseinandergesetzt.

Konkret besteht das Risiko auch beim Rückgang der Netznutzer und der zukünftigen Auslastung der Gasnetze. Dieses Risiko wird auch nicht durch andere Festlegungen, wie die BNetzA fälschlicherweise behauptet, ausgeglichen (siehe Kapitel 4 Stellungnahme). Wir sehen es daher dringend geboten, dass die BNetzA den Risikofaktor an das (internationale) Niveau angleicht, mindestens

auf das Niveau der 4. RP, um den Anforderungen nach einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung nach §21 (2) EnWG gerecht zu werden.

2. Marktgerechte Festlegung des Fremdkapitalzinssatzes (Tenorziffer 3)

Die BNetzA hat mehrmals pauschal und ohne hinreichende Evidenz behauptet, Netzbetreiber hätten sich in den Niedrigzinsjahren mit günstigen Krediten eingedeckt und profitierten somit in der fünften Regulierungsperiode davon. Ferner wird die Thematik von der BNetzA stark vereinfacht, indem Investitionsvolumina mit der rollierenden Finanzierung durch die VNB vermischt werden. Die VNB nehmen Kredite gesamthaft für ihre Netzinvestitionen mit einer durchschnittlichen Laufzeit bzw. Zinsbindung von 10 Jahren auf. Enthalten sind somit auch Investitionen vergangener Jahre. Entgegen den Aussagen der BNetzA wird dies nicht durch einen einzelnen Kredit abgedeckt, der wenn überhaupt zufällig in einem Niedrigzinsjahr abgeschlossen worden ist, da dies schlichtweg bedarfsgetrieben erfolgt.

7-jähriger Durchschnitt bei FK-Zins Ermittlung ist nicht konsistent mit restlichen Parametern

Nach derzeitiger Logik fließen mit einer 7-jährigen Durchschnittsbildung die Niedrigzinsjahre 2019 bis 2021 in den regulatorisch anerkannten Zins ein, der dann bis in das Jahr 2032 Anwendung findet. Dies deckt sich weder mit der Länge einer Regulierungsperiode noch mit der gängigen Laufzeit von 10 Jahren für die rollierende Aufnahme von neuen Finanzierungen, welche ja auch in der Tenorziffer 5.1 der Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung zu Grunde gelegt wird. Marktgerechte Bedingungen können somit nicht annähernd abgebildet werden. Diese starke Vergangenheitsorientierung ist nicht sachgerecht. Sie würde sich in Zeiten fallender Zinsen durch die Festlegung eines zu hohen FK-Zinses in unnötig hohen Netzentgelten für die dann am Gasnetz befindlichen Netzkunden auswirken. Auch dies erschiene rechtlich sehr fragwürdig. Es erscheint daher willkürlich, dass die Niedrigzinsjahre einbezogen werden und teilweise 13 Jahre später noch Wirkung entfalten, auch vor dem Hintergrund, dass die BNetzA in ihrer Methodenfestlegung unter Randziffer 145 selbst eine an der Regulierungsperiode orientierten Durchschnittsbildung als sachgerecht ansieht. Die 7 Jahre sind zudem nicht konsistent mit den restlichen Parametern bei der EK-Zins-Ermittlung. Dort werden 3 bzw. 5 Jahre für risikolosen Basiszins und Beta-Faktor verwendet.

Hinzu kommt, dass in der fünften Regulierungsperiode ein erheblicher Anteil des Fremdkapitals zu refinanzieren ist – **neues Fremdkapital zu aktuellen FK-Zinsen von 4 - 4,5%**. Hierbei sind hohe Beträge enthalten, die in Bestands-Assets gebunden sind, welche investiert worden sind, bevor über die Transformation der Gasinfrastruktur entschieden und ein neuer Regulierungsrahmen veröffentlicht wurde. Wir sehen es daher – auch aus Gründen des Vertrauensschutzes - als zwingend geboten an, auf einen Zeitraum bei der Durchschnittsbildung abzustellen, der die Vorgaben nach §21 (2) EnWG erfüllt. Denn der aktuell hergeleitete Zins von 2,43% ist gemäß unseren Ausführungen nicht wettbewerbsfähig, da er nur etwa halb so hoch liegt wie aktuelle Marktkonditionen von 4 - 4,5%.

Die BNetzA schreibt in Randziffer 291 der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung selbst, dass die VNB bei dem Zeitpunkt der Aufnahme von Fremdkapital exogenen Bedingungen unterliegen, sowohl im Zeitpunkt als auch in der Höhe. Ein einfaches Beispiel zeigt, dass ein VNB, der in 2009 - 2011 Kredite mit 10 Jahre Laufzeit zur Finanzierung seiner Bestands-Assets und -Investitionen aufgenommen hat, schlichtweg „Glück“ hatte, dass er seine Investitionen nun rollierend „günstig“ in 2019, 2020 und 2021 finanzieren kann. Ein Netzbetreiber hingegen, der sich in 2012 oder 2013 neu mit 10-jähriger Laufzeit finanziert hat, musste sich in 2022 oder 2023 zu hohen Zinsen refinanzieren. Die Situation wird dadurch verschärft, dass die BNetzA auf den 7-jährigen Durchschnitt abzielt, bei einem 5-jährigen Durchschnitt wären die Verzerrungen deutlich geringer. Mit der aktuellen Regelung aus dem Festlegungsentwurf wird der VNB hingegen auf dem Delta aus Festlegung und tatsächlichem Zins des Kapitalmarkts sitzen bleiben. Hier gibt es Beispiele von Unternehmen aus der Thüga-Gruppe, dass die Konditionen bereits 2022/23 bei deutlich oberhalb von 3% lagen, was sich auch mit der durch die BNetzA verwendeten Anleihezinsreihe deckt.

Erhebliche Unterdeckung bei FK-Zins gefährdet Investitionen und damit engpassfreie Versorgung

Der festgelegte FK-Zins von 2,43% liegt deutlich unter diesen Konditionen und führt zu einer Unterdeckung bei den Netzbetreibern. Vergleicht man zudem den Couponzins und das Emissionsvolumen für den Bloomberg BBB Utilites Index, welchen die BNetzA selbst in ihrem Festlegungsentwurf als möglichen Index nennt, stellt man fest, dass sowohl Zins als auch Volumen erst nach 2022 signifikant angestiegen sind. Das Emissionsvolumen im Hochzinsjahr 2024 ist ca. doppelt so hoch wie im Niedrigzinsjahr 2021. Die BNetzA referenziert in den Randziffern 105 ff. des Festlegungsentwurfes WACC Gas 5. RP allerdings auf einen Rückgang der **Investitionen** ins Gasnetz und begründet damit in Randziffer 109 indirekt eine geringe Kapitalverzinsung. Auch in Randziffer 133 zielt die Bundesnetzagentur lediglich auf das Investitionsvolumen aus dem Monitoringbericht ab bezüglich einer möglichen Gewichtung einzelner Jahre. In dem Emissionsvolumen der Anleihen sind jedoch auch Investitionen aus der Vergangenheit enthalten, da diese refinanziert werden müssen. Wir verweisen an dieser Stelle auch auf das in Auftrag des BDEW erstellte Gutachten, das wir mitbeauftragt haben (Vgl. PwC 2026, Gesamthafte Würdigung des BNetzA-Festlegungsentwurfes zum WACC Gas). Die verwendeten Zahlen für den Bloombergindex zeigen, dass ein statischer und ungewichteter 7-jähriger Durchschnitt die tatsächliche Marktsituation signifikant unterschätzt. Die Aussage der Bundesnetzagentur, dass Netzbetreiber sich in Niedrigzinsjahren mit günstigen Krediten oder Anleihen eingedeckt haben und damit ein geringerer FK-Zinssatz für die 5. RP gerechtfertigt ist, wird damit entkräftet und trägt nicht. Vielmehr wird deutlich, dass ein statischer und ungewichteter 7-jähriger Durchschnitt die realen Zinsbedingungen im Verlauf der 5. Regulierungsperiode nicht abbilden kann und gegen die Vorgaben aus §21 (2) EnWG verstößt.

Die BNetzA führt lediglich Ausnahmen in Form von Einzelfällen auf, in denen Netzbetreiber sich in den Niedrigzinsjahren zu günstigen Konditionen mit Fremdkapital für Folgejahre eingedeckt haben und begründet das Vorgehen ferner damit, dass ein zu hoher FK-Zinssatz zur Belastung von Netzkunden führt. Hierbei wird jedoch der erste Punkt verkannt, dass der Kapitalbedarf rein zufällig auf Grund der Netzstruktur in den Niedrigzinsjahren hoch gewesen sein könnte. Die Finanzierung zu guten Konditionen kann daher nicht geplant werden und hängt von exogenen Faktoren ab. Wann

„gute Konditionen“ geherrscht haben, weiß man außerdem erst in einer ex-post-Betrachtung, so dass Netzbetreibern eine sich nachträglich als suboptimal herausstellende Finanzierungsstruktur nicht vorgehalten werden kann. Gegenüber der Branche aufgezeigte Parallelen zur Hausfinanzierung verkennen die Struktur und den Ablauf von Netzfinanzierungen nach dem vorstehend Ausgeführten eklatant. Wir erachten es als äußerst relevant, die realen Finanzierungsbedingungen der Netzbetreiber mit dem regulatorisch festgelegten FK-Zins für die 5. Regulierungsperiode abzugleichen und letztlich zu verifizieren, dass der festgelegte Zins den Vorgaben nach §21 (2) EnWG entspricht.

Die von der BNetzA angebrachten Argumente für einen FK-Zins in Höhe von 2,43% sind damit aus unserer Sicht widerlegt. Die Realität zeigt, dass die Netzbetreiber in eine existenzbedrohende FK-Zins Unterdeckung geraten werden. Die Finanzierung neuer Investitionen, die je nach Zeitpunkt der Investition über mehr oder weniger Jahre von den derzeit höheren Konditionen des Kapitalkostenaufschlags profitiert, setzt einen angemessenen und auskömmlichen WACC-Zinssatz voraus. Dies gilt zum einen aufgrund der weit über 5 Jahre hinausgehenden Abschreibungsdauer von Netzinvestitionen und zum anderen aufgrund der Abhängigkeit der Innenfinanzierungskraft der Netzbetreiber von einem angemessen verzinsten Rückfluss aus Bestandsinvestitionen. Der in dem Festlegungsentwurf genannte FK-Zins muss daher dringend neu bewertet und an das derzeitige Marktniveau angepasst werden, damit die Vorgaben aus §21 (2) EnWG eingehalten werden können. Die Bundesnetzagentur hat einen hohen Ermessungsspielraum und daher das Erfordernis, ihre Werte aus den Festlegungen umso mehr zu verifizieren. Dies ist unseres Erachtens in ihrer Würdigung zur Angemessenheit (vgl. weiteren Verlauf unserer Stellungnahme) nicht erfolgt.

3. Angemessene Höhe der Marktrisikoprämie und des risikolosen Zinses

Wir verweisen an dieser Stelle auf die Verbändestellungnahme von BDEW und VKU im Rahmen der Konsultation, dass auch der risikolose Zins und die Marktrisikoprämie einer weiteren kritischen Überprüfung – z.B. zum Convenience Yield – unterzogen werden müssen und die Daten insbesondere einem internationalen Vergleich unterzogen werden müssen.
Beim risikolosen Zins sind weiterhin u.a. auf die Restlaufzeiten zu bewerten.
Bei der Marktrisikoprämie muss u.a. die verwendete Datenreihe geprüft und eine Validierung der MRP-Höhe z.B. durch internationalen Vergleich vorgenommen werden.

4. Angemessenheit des Festlegungsentwurfes (Nummer 9)

Investoren verlagern finanzielle Mittel in risikoarme Alternativen im Vergleich zur Gasnetzwirtschaft

In Randziffer 137 schreibt die Bundesnetzagentur selbst, dass die befragten Investoren den EK-Zins generell als zu niedrig einstufen. Als Begründung, dass die Zinsen jedoch nicht (signifikant) erhöht werden müssen, führt die Bundesnetzagentur an, dass die Investoren bisher weiter in die Netzinfrastruktur investiert haben. Hier bezieht sie sich allerdings nur auf die Vergangenheit. Schon heute

ist es insbesondere für Gasnetzbetreiber schwierig, zu angemessenen Konditionen Kapitalgeber zu finden. Dieses Problem wird sich in der Zukunft ohnehin noch weiter verschärfen, bei Umsetzung des vorliegenden Festlegungsentwurfs wird die Verschärfung des Problems massiv ausfallen. Die BNetzA unterlässt unverständlicherweise die Bewertung der Folgen der für Investoren viel zu niedrigen Gesamtkapitalverzinsung. Wie bereits oben erwähnt, steigen die Verschuldungsgrade der Netzbetreiber in einem Maße, dass im Laufe der 5. Regulierungsperiode die Gefahr droht, dass mangels weiterer Kreditzusagen aufgrund der Überschreitung der Financial Covenants nicht mehr in die Gasnetzinfrastruktur investiert werden kann.
Investoren werden bei einer Betrachtung von Investitionen über deren gesamte Abschreibungsdauer zu dem Ergebnis kommen, dass die zugestandene Rendite zu gering ist, was allein schon dadurch offensichtlich ist, dass der WACC geringer als aktuelle FK-Konditionen ist. Gleichzeitig steigt wie bereits erwähnt das Risiko z.B. gesetzlich nicht geregelter Sachverhalte und einer sinkenden Gasnachfrage, was mit dem weiteren Risiko einhergeht, dass sich künftig keine Bewerber für neu ausgeschriebene Gaskonzessionen finden könnten. Was dies für Bestandskonzessionäre bedeuten wird, ist ebenfalls eine rechtlich noch ungeklärte Frage. Das Zusammenspiel von erhöhtem Risiko und geringer regulatorisch anerkannter Rendite führt zwangsläufig zum Ergebnis, dass die Gewinnerwartung für Investoren zu gering ist. Finanzielle Mittel fließen damit in risikoärmere Staatsanleihen statt in die dringend benötigten Erneuerungs- und Transformationsinvestitionen, welche für die engpassfreie Versorgung mit Gas notwendig sind.

Auch die Begründung in Randziffer 140 greift zu kurz, denn die Bundesnetzagentur berücksichtigt in keiner Weise, dass auch Erneuerungsinvestitionen im Gasverteilnetz in naher Zukunft anstehen, welche auch für die weitere engpassfreie Versorgung mit Erdgas notwendig sind. Hinzu kommen die erforderlichen Investitionen zur Transformation des Gasnetzes, die insbesondere für die künftige klimaneutrale Versorgung von Industriekunden mit Prozesswärme, die in vielen Bereichen unerlässlich ist, benötigt werden.

Anpassungen beim EK-Zinssatz waren methodisch erforderlich und kein Zugeständnis – Die Kompensation folgte mit dem FK-Zins

Die Bundesnetzagentur zählt in Randziffer 141 des Festlegungsentwurfes WACC 5. Regulierungsperiode Gas auf, welche Verbesserungen sie gegenüber der 4. Regulierungsperiode in der Methodenfestlegung beim EK-Zins vorgenommen hat. Dies ist allerdings nicht als Zugeständnis zu verstehen, sondern war methodisch zwingend geboten, um eine rechtssichere und nach §21 (2) EnWG konforme Festlegung zu erreichen. Dies als Entgegenkommen gegenüber der Branche zu verkaufen und dies andererseits mit Schlechterstellungen beim Risikofaktor und dem regulatorisch anerkannten FK-Zins auszugleichen, ist aus unserer Sicht nicht sachgerecht.
Mit der Umstellung auf die WACC-Systematik müsste die Bundesnetzagentur zudem auch auf die Anpassungen beim FK-Zins dahingehend verstärkt eingehen, da sich dieser mit einer Gewichtung von 60% höher auf den WACC auswirkt als die Gewichtung beim EK-Zins in Höhe von 40%. Die methodisch erforderliche Verbesserung beim EK-Zins wird durch anderweitige Stellhebel, die die Parametrierung im WACC Modell bietet, derart verschlechtert, dass ein Gesamtwert resultiert, der Investitionsentscheidungen durch die reine Betriebswirtschaftslehre schon untersagt. Da es

hierbei um die Refinanzierung der Bestandsinfrastruktur geht, sind VNB einem akuten Wertvernichtungsrisiko ausgesetzt: Mit der bestehenden Vermögensbasis wird schlichtweg nicht die Rendite erwirtschaftet, die zur Deckung der Finanzierungskosten und des geforderten Renditeniveaus erforderlich ist, geschweige denn die Innenfinanzierung von Neuinvestitionen ermöglicht.

KANU 2.0 und BRÜCKEN können nicht als Begründung für niedrigen WACC herangezogen werden

Die Bundesnetzagentur begründet eine niedrigere Gesamtkapitalverzinsung im Gasnetz, da sie die Festlegungen KANU 2.0 und BRÜCKEN damit in Zusammenhang sieht. In Bezug auf die unter Randziffer 144 und 145 genannten weiteren Festlegungen KANU 2.0 und BRÜCKEN möchten wir klarstellen, dass diese nicht mit Renditegesichtspunkten vermengt werden dürfen. KANU 2.0 stellt sicher, dass Netzbetreiber keinem Risiko ausstehender Kapitalkosten nach dem Jahr 2045 für diejenigen Netzteile, deren Stilllegung sie für wahrscheinlich erachten, ausgesetzt sind. Durch die schnellere kalkulatorische Abschreibung und damit verbundener schneller sinkender Restbuchwerte sinkt die Gesamtverzinsung aus diesen Investitionen. Regulatorisch wird die Verzinsung lediglich auf die Restbuchwerte anerkannt, sinkende Restbuchwerte sind damit in der Folge auch für eine sinkende Verzinsung ausschlaggebend. Auch müssen Netzbetreiber ihre handelsrechtlichen Abschreibungsmodalitäten früher oder später entsprechend den Vorgaben des Wirtschaftsprüfers infolge der IDW-Stellungnahme anpassen, da sonst nach 2045 den handelsrechtlichen Abschreibungen keine Erlöse aus Gasnetzentgelten mehr gegenüberstehen. Daraus resultierende Ergebniseffekte aus Bewertungsunterschieden kommen durch die erforderliche Harmonisierung in der Langzeitbetrachtung nicht zum Tragen. Auch heben sich Effekte aufgrund asynchroner erstmaliger Anwendung kalkulatorisch und handelsrechtlich in der Langzeitbetrachtung auf.

Zudem sind viele Netzbetreiber in kommunaler Hand und müssen aufgrund deren zunehmender Verschuldung Ausschüttungen vornehmen. Die Möglichkeit zur von der BNetzA vorgeschlagenen Innenfinanzierung aus Abschreibungen lässt sich daher in der Praxis für viele Netzbetreiber gar nicht im angedachten Maße umsetzen.

Zusätzlich gilt es zu beachten, dass der vorliegende Festlegungsentwurf Unternehmen bevorzugen würde, welche KANU 2.0 anwenden, da dann die derzeit hohen Zinsen aus dem Kapitalkostenaufschlag aufgrund geringerer Abschreibungsdauern für die Investitionen stärker wirken. Damit würde ein vollkommen falscher Anreiz gesetzt. KANU 2.0 hat - wie oben erwähnt - den Zweck, die Amortisation derjenigen Gasnetzteile zu ermöglichen, deren Stilllegung überwiegend wahrscheinlich ist. Die Anwendung von KANU 2.0 aus rein betriebswirtschaftlichen Erwägungen der Gasnetzbetreiber wäre missbräuchlich. Die BNetzA darf einen solchen Missbrauch nicht durch eigene Festlegung anreizen, da sie auch dem volkswirtschaftlichen Interesse verpflichtet ist und daher sollten die beiden Festlegungen separat voneinander betrachtet werden.

Es handelt sich um zwei getrennte Festlegungsverfahren, die unterschiedliche Zielrichtungen haben. Eine Vermengung dieser Festlegungsverfahren würde zu unsachgerechten und nicht

gewünschten Motivationslagen und Effekten führen und darf von der BNetzA daher nicht als Rechtfertigung für die zu niedrige WACC-Verzinsung im Gas genutzt werden. Gerade Netzbetreiber, die aufgrund absehbarer Folgenutzungen ihres Gasnetzes von KANU 2.0 so Gebrauch machen, wie das dem eigentlichen Zweck entspricht, würden ansonsten sachlich unbegründet benachteiligt.

Wir möchten außerdem ein weiteres Mal ausdrücklich darauf hinweisen, dass ein Investor seine Investitionsentscheidung rein an die Mindestrenditeanforderung koppelt und nicht an zeitlich auseinanderklaffenden Cash-Flow.

Auch die BRÜCKEN-Festlegung wirkt sich nicht positiv auf die Rendite der Gasnetzbetreiber aus. Ganz im Gegenteil müssen die aus den teilweise hohen Rückstellungszuführungen resultierenden Zinsaufwendungen auch noch vom WACC-Budget kompensiert werden. Obendrein ergibt sich durch den Zeitverzug zwischen Rückstellungszuführung und Anerkennung als KAnEu ein weiterer erheblich nachteiliger Ergebniseffekt. Wir möchten hiermit ausdrücklich darauf verweisen, dass BRÜCKEN die operative Kostenanerkennung in den Netzentgelten dankenswerterweise weitgehend sichert, nicht aber eine Rendite für Netzbetreiber abwirft.

5. Ausbleibende Gesamtwürdigung von FK-Zins und EK-Zins im WACC (Tenorziffer 1)

Grundsätzlich ist es aufgrund des umfassenden Ermessenspielraums der BNetzA und der Neufassung und damit verbundener Langfristigkeit des Regulierungsrahmens erforderlich, dass hinsichtlich der zugrundeliegenden Methodiken und Parametrierungen eine umfassende Plausibilisierung erfolgt. Der WACC liegt unter den derzeitigen FK-Zins Bedingungen aus dem durch die BNetzA selbst verwendeten Index „LSEG BBB EUR Utilities Sector Curve“ (Vgl. Abbildung 1). Dadurch ist es zwingend geboten, die im WACC zur Anwendung kommenden Parameter im Laufe des weiteren Konsultationsprozesse **transparent zu validieren** und an die Vorgaben nach §21 (2) EnWG anzupassen.

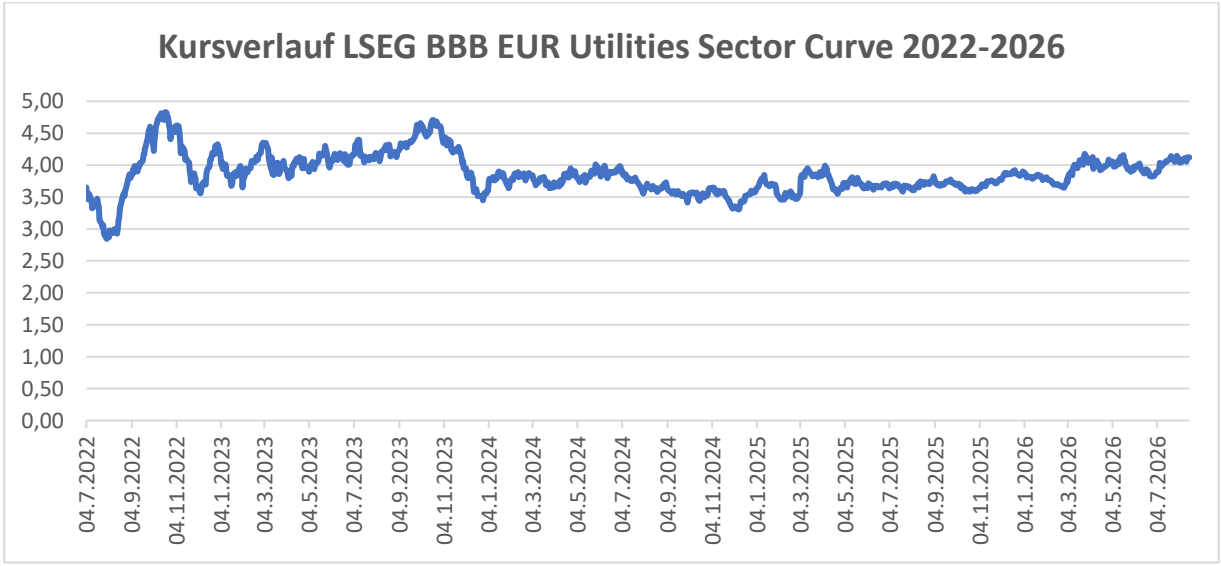


Abbildung 1 Kursverlauf LSEG BBB EUR Utilities Sector Curve 2022-2026

Ansonsten kann kein Kapital bereitgestellt werden und die Transformation hin zu einer klimaneutralen Versorgung z.B. durch den Anschluss von Biomethananlagen sowie der sichere Betrieb der bestehenden Infrastruktur sind ernsthaft gefährdet. Netzbetreiber konnten in den Niedrigzinsjahren überhaupt nicht absehen, welche Transformation auf sie zukommt, da diese exogen getrieben war. Eine Aufnahme von Krediten in diesem Zeitraum ist daher rein bedarfsorientiert erfolgt. Zudem stellt die Bundesnetzagentur bei ihrer Überlegung zur Gewichtung einzelner Jahre auf Investitionen aus dem Monitoringbericht ab. Netzbetreiber finanzieren allerdings keine Einzelinvestitionen in den jeweiligen Jahren, sondern finanzieren sich rollierend über einen Zeitraum von ca. 10 Jahren neu. Eine Übergangsregelung zur Überbrückung der großen Finanzierungslücke sehen wir daher als zwingend notwendig an, sollte die Bundesnetzagentur an ihrem 7-Jahresdurchnitt und der damit verbundenen bewussten Einbindung der Niedrigzinsjahre zur Senkung der Netzentgelte festhalten.

Investitionen waren vor 2020 noch politisch gefordert und werden nun unwirtschaftlich. Dies verletzt den Vertrauensschutz.

Das wichtigste Argument für eine Neubewertung des WACC in Summe ist, dass durch den Festlegungsentwurf in bestehende Investitionen eingegriffen wird, die in Kenntnis einer solchen Zinsentwicklung niemals freiwillig getätigt worden wären. Im Gasnetz waren gerade die Jahre 2016 – 2019 noch von reger Investitionstätigkeit geprägt. Allein die Unternehmen der Thüga-Gruppe haben in diesem Zeitraum rund 1,2 Mrd. € in die Gasnetzinfrastruktur investiert, da u.a. in ländlichen Gebieten Gas für die Wärmeversorgung damals als klimaverträgliche Lösung gegenüber Ölheizungen von den Kommunen und deren Bürgern sehr stark gefordert wurde (Vgl. Abbildung 2). Erhebliche Restbuchwerte stehen somit noch in den Büchern, für die es verständlicherweise einer marktgerechten Verzinsung bedarf. Dies gebietet der **Vertrauensschutz**.

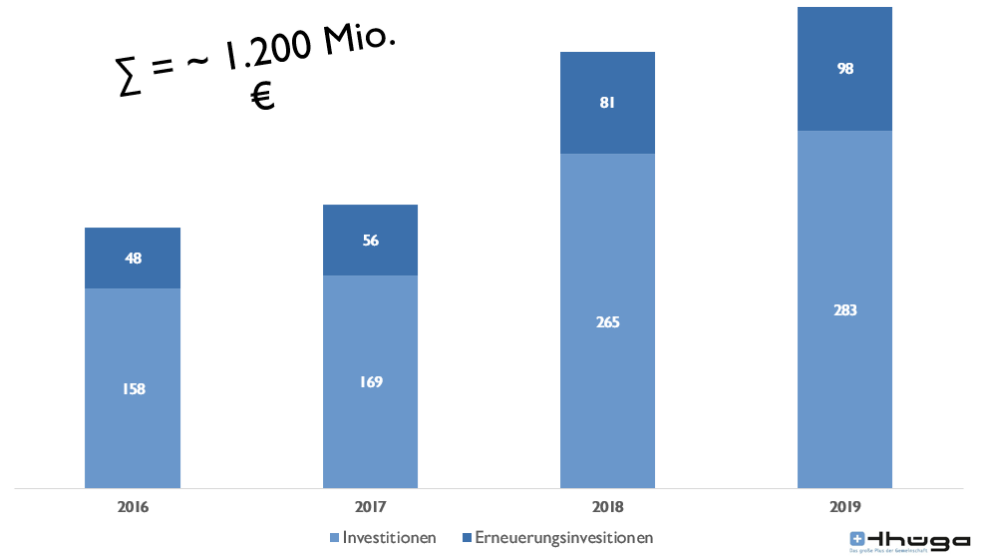


Abbildung 2 Gasnetz: Investitionen und Erneuerungsinvestitionen von Thüga-Partnerunternehmen von 2016 bis 2019 (in Mio. Euro)

Konflikt für Geschäftsführer und Mandatsträger in Aufsichtsräten zwischen Erfüllung der Versorgungsaufgabe und wirtschaftlicher Sorgfaltspflicht

Geschäftsführer stehen in der Praxis im Konflikt, die engpassfreie Versorgung mit Gas sicherzustellen, aber gleichzeitig auch der wirtschaftlichen Sorgfaltspflicht für ihr Unternehmen nachzukommen. Die Verschuldungsgrade von kommunalen Versorgern sind – wie bereits erwähnt – in einigen Fällen bereits an der Grenze des Vertretbaren. Weitere Kredite können unter der Beachtung, dass allein die FK-Finanzierungskonditionen über dem von der BNetzA hergeleiteten WACC liegen, nicht mehr vor dem Hintergrund der ausbleibenden Wirtschaftlichkeit vertreten werden. Eine engpassfreie Versorgung ist in zahlreichen Netzgebieten nur möglich, wenn Erneuerungsinvestitionen in die bestehende Infrastruktur getätigt werden. Diese können aber aus unserer Sicht auf Grund der geringen Verzinsung nicht getätigt werden, da keine finanziellen Mittel zur Verfügung gestellt werden. Auch unter der hypothetischen Annahme, dass eine Innenfinanzierung möglich wäre, darf ein Geschäftsführer keine Investitionen vornehmen, die dem Unternehmen Verluste einbringen. In diesem Fall würde er sich dem Risiko einer Anzeige wegen Untreue aussetzen.
Zusätzlich sind die Mandatsträger in Aufsichtsräten zu beachten, die ebenfalls persönlichen Haftungsrisiken ausgesetzt sind und stets neben der Versorgungssicherheit den Fokus auch auf betriebswirtschaftliche Aspekte legen müssen. Dies ist unter den aufgeführten Bedingungen schlicht nicht mehr gegeben, was ein großes Dilemma für die Geschäftsführer auf der einen Seite und die Aufsichtsräte als Kontrollgremium auf der anderen Seite darstellt. Wir sehen hier die Bundesnetzagentur in der Verantwortung, diesen Konflikt nicht entstehen zu lassen.

Zusammenfassung

Kurz zusammengefasst stellt der aktuelle Festlegungsentwurf einen klaren Verstoß gegen die Vorgaben aus §21 (2) EnWG dar, wenn durch den WACC weder die FK-Konditionen der Vergangenheit noch die der Zukunft gedeckt sind. Das massive Absinken des Risikofaktors ist unplausibel. Die Politik fordert auf der einen Seite Versorgungssicherheit in der Gasinfrastruktur und betont mit den aktuellen Gesetzgebungsverfahren (GModG und EnWG-Novelle zur Umsetzug des EU-Gaspakets), dass die Gasnetze auch über 2045 hinaus eine Rolle spielen. Demgegenüber würde die Bundesnetzagentur mit dem vorliegenden Festlegungsentwurf einen Investitions-Stop in den Gasnetzen hervorrufen. Dieser Widerspruch zeigt klar, dass die zu treffende Festlegung einer grundlegenden Neubewertung bedarf, die auch den Blick für das große Ganze wahrt und die langfristigen Auswirkungen berücksichtigt.

Ansprechpartner Thüga:

Patrick Kunkel
Leiter Regulierung
T: 089/38197-1295
patrick.kunkel@thuega.de

Christian Hunsänger
Referent Kfm. Regulierung
T: 089/38197-1469
christian.hunsaenger@thuega.de