

FNB Gas - Stellungnahme

Eckpunktepapier – Methodikfestlegungen Ausgangsniveau Strom und Gas (StromNEF und GasNEF)

Berlin, 30. August 2024

Über FNB Gas:

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) mit Sitz in Berlin ist der 2012 gegründete Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, also der großen überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransportunternehmen. Ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung ist die Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff auf der Transportebene. Zudem vertritt die Vereinigung ihre Mitglieder auch als Ansprechpartner gegenüber Politik, Medien und Öffentlichkeit.

Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH. Sie betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz.

Der FNB Gas nimmt für seine Mitglieder wie folgt Stellung:

Im Rahmen des Projekts „NEST“ zur Weiterentwicklung der (Anreiz-)Regulierung durch die BNetzA liegen seit dem 19. Juli 2024 Eckpunkte zu zwei Verfahren zur Festlegung einer Methodik zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für Elektrizitäts- (StromNEF) und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (GasNEF) vor.

Für die Umgestaltung der Gasinfrastruktur benötigen wir eine zukunftsorientierte Regulierung. Obwohl sich das grundlegende Konzept der Regulierung in der Vergangenheit bewährt hat, stehen die Netzbetreiber aufgrund der Transformation der Energiewirtschaft vor erheblichen Herausforderungen. Zukünftig ist es notwendig, die anstehenden Veränderungen abzubilden, anstatt sich auf einen eingeschwungenen Zustand zu konzentrieren. Das Ziel der Kosteneffizienz muss im Einklang mit den Zielen des Klimaschutzes und der Versorgungsaufgabe stehen. Insbesondere die Versorgungsaufgabe wird sich im Zuge der Transformation des Gassektors rasch ändern. Das Ziel der Kosteneffizienz kann daher nicht durch kurzfristigen Kostendruck erreicht werden, sondern muss vom Ziel her gedacht werden. Für die Fernleitungsnetzbetreiber hat die Transformation der Infrastruktur bereits mit der Planung des Wasserstoff-Kernnetzes begonnen. Regulatorisch wird deren Umsetzung bereits in der Mitte der 4. Regulierungsperiode und dem nächsten Basisjahr (2025) in vollem Gange sein. Eine Grundvoraussetzung für die Finanzierbarkeit der Transformation in Verbindung mit den enormen Investitionsbedarfen ist, dass die Regulierung weiterhin ein level playing field gewährleistet und keine Infrastruktur durch ungünstigere Investitionsbedingungen bei der Kapitalbeschaffung benachteiligt wird und darüber hinaus einen planbaren und verlässlichen Regulierungsrahmen etabliert. Vielmehr müssen die jeweiligen Besonderheiten angemessen berücksichtigt werden.

Leider hat die Rolle der Fernleitungsnetzbetreiber bei der Neugestaltung des Regulierungssystem im Erdgas bisher nicht in dem Maße Berücksichtigung gefunden, wie es nötig wäre, um eine gute Basis für eine erfolgreiche Transformation zu schaffen. Zudem sehen wir bis zum jetzigen Zeitpunkt vorgebrachte Bedenken und Vorschläge der Branche nicht ausreichend berücksichtigt. Grundsätzlich unterstützen die FNB auch die von der BNetzA forcierte konzeptionelle Vereinfachung des Regulierungsrahmens, jedoch nicht um der reinen Vereinfachung willen, sondern nur im Rahmen einer sachgerechten und ausgewogenen Weiterentwicklung im Sinne der bisher im EnWG verankerten Grundsätze eines wettbewerbsfähigen Netzbetriebs. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die jeweiligen Aspekte, die bisher im NEST-Prozess adressiert wurden, nicht einzeln betrachtet und vor allem nicht losgelöst voneinander entschieden werden können, sondern am Ende ein stimmiges Gesamtkonzept gefunden werden muss. Aktuell ist es aufgrund der Strukturierung des NEST-Prozesses aus Sicht der FNB nicht möglich, eine Gesamtbewertung aller miteinander verzahnten Systematiken vorzunehmen.

Die BNetzA stellt derzeit auf das Konzept der Anreizregulierung ab. Es muss dabei sichergestellt werden, dass die zulässige Erlösobergrenze erreichbar und übertreffbar ist. Bestandteil dieser Konsultation ist nur das Ausgangsniveau, nicht jedoch die jährlichen Anpassungen während der Regulierungsperiode.

Sofern zu einem späteren Zeitpunkt jährliche Anpassungen zur Diskussion gestellt werden, sind diese mit dem Konzept der Ermittlung des Ausgangsniveaus abzugleichen. Daher kann diese Stellungnahme zum Ausgangsniveau nicht abschließend sein.

Grundsätzlich muss angemerkt werden, dass der Zeitversatz zwischen Budgetermittlung und -anwendung berücksichtigt werden sollte. Die bisherige Praxis, für einen Zeitversatz von drei Jahren nur eine Preissteigerung von einem Jahr anzusetzen, muss dabei korrigiert werden.

Abschließend weisen die FNB darauf hin, dass sie die Idee einer vereinfachten und wissenschaftlich fundierten Methodik unterstützen, sofern diese zu sachgerechten und wettbewerbsfähigen Bedingungen für den Netzbetrieb führen. Dabei ist Methodenpluralismus ein wichtiger Grundsatz, um objektive Ergebnisse zu erzielen.

1. Regelungsbereich der Festlegungen

Die FNB machen auf folgende Punkte im Hinblick auf den Geltungsbereich der Bestimmungen aufmerksam:

Eigenkapitalzinssatz

Die FNB bedauern sehr, dass die Positionierung der BNetzA im Workshop zum WACC am 8. Juli 2024, im Rahmen des CAPM zukünftig auf eine abgestimmte und konsistente Bestimmung des risikolosen Basiszinssatzes und dessen Verwendung als Abzugsterm in der Marktrisikoprämie zu achten, in den hier vorliegenden Eckpunkten nicht wieder aufgegriffen wird. Eine konsistente Ausgestaltung des CAPM-Modells würde einen Teil der Unsicherheit bei Netzbetreibern und Investoren verringern. Diese Unsicherheit ist leider durch den NEST-Prozess neu entstanden (insbesondere beim Thema Gewerbesteuer und der Behandlung der BKZ), wurde aber vor allem durch die nicht erfolgte – obwohl in der 2021er Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen zugesagte – Neufestlegung der Eigenkapitalzinssätze für Alt- und Neuanlagen ausgelöst.

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbk)

Das Thema der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten wird im Kapitel 2 über den Anwendungsbereich im aktuellen Eckpunktepapier ausgespart. Die FNB bedauern, dass es keine weiterführenden Diskussionen zu dieser bedeutenden Fragestellung gibt, trotz des Eckpunktepapiers vom 18. Januar 2024 und der dazu eingegangenen Stellungnahmen. Aus der Perspektive der FNB ist dieser Punkt ein wesentlicher Bestandteil der Debatte über das Ausgangsniveau bzw. dessen Beeinflussbarkeit.

Volatile Kosten

Die oben genannten Hinweise zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gelten ebenso für die volatilen Kosten. Das Grundprinzip der volatilen Kosten bei der Treibenergie ist, dass die FNB exogen getrieben ihre Netzfahrweisen entsprechend anpassen müssen, um zu jeder Zeit eine bedarfsgerechte Versorgung der Transportkunden zu gewährleisten. So schwanken die Energieverbrauchsmengen und die entsprechenden Preisveränderungen bei der Beschaffung von Energie stark. Gerade seit dem Ausfall von Russengas hat sich die Transportsituation für Erdgas in Deutschland massiv geändert. Lediglich durch die unmittelbar veränderte Beschäftigung der bestehenden Verdichterkapazitäten konnten auf Dauer die notwendigen Anpassungen in den Haupttransportrichtungen in Deutschland dargestellt werden. Die Folge war die Zunahme von Laufstunden spezifischer Verdichtereinheiten zur Stärkung der Nord-Süd- sowie der West-Ost-Transportkapazität mit entsprechender Zunahme bei der reinen Antriebs-, aber auch Entspannungsenergie und dem Bedarf an Vorwärmung. Dementsprechend zeigt sich somit die kaum durch den Fernleitungsnetzbetreiber zu beeinflussende Transportsituation und damit exogen verursachte Beschäftigung der Verdichtereinheiten. Aus diesem Grund muss sichergestellt werden, dass es weiterhin einen unterjährigen Anpassungsmechanismus in der EOG diesbezüglich gibt, und

ferner eine Berücksichtigung entsprechender Kosten beim Effizienzvergleich nicht sachgerecht ist. Andernfalls wird die Anreizregulierung für Netzbetreiber und potenzielle Kapitalgeber erheblich an Verlässlichkeit verlieren.

Ferner ist insbesondere auf die Kosten für Treibenergie und ihre verzerrende Wirkung im Effizienzvergleich hinzuweisen. Die Erhöhung der Preise für Treibgas und Strom zwischen den Basisjahren 2020 (Ist) und 2025 (aktuelle Forwards für 2025) beträgt ca. das Dreifache. Angesichts derartiger Kostenanstiege stößt eine effiziente Gegensteuerung bei den Netzbetreibern, die die benötigte Treibenergie zu Marktpreisen einkaufen müssen, an ihre Grenzen. Die Einstufung der Treibenergiekosten als dnbK bzw. als eine aus dem Aufwandsparameter herauszurechnende Größe ist somit die notwendige Lösung.

2. Grundsätze zur Bestimmung des Ausgangsniveaus

Auch in Zukunft halten die FNB eine geeignete Kostenprüfung für ein sachgerechtes Verfahren, um das Ausgangsniveau für die Festlegung der Erlösobergrenze zu ermitteln. Trotzdem ist der bisherige Regulierungsansatz, der sich auf Vergangenheitswerte stützt, angesichts der Transformation der Versorgungsaufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber nicht mehr angemessen. Dies führt zu Problemen für die Betreiber, da sie die langfristige Kostenentwicklung aufgrund der Anpassung der Versorgungsaufgabe im Transformationsprozess bewältigen müssen. Entsprechende Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftige Entwicklung der Netzkosten werden im Rahmen des Transformationsprozesses der Infrastruktur zukünftig noch weiter zunehmen und stellen somit auch die Zukunft eines rein vergangenheitsbezogenen Regulierungsansatzes in Frage. Eine reine Verkürzung der Regulierungsperioden würde dieser Situation aber nicht gerecht, sondern würde nur zu ähnlichen Verwerfungen bei gestiegenem Aufwand führen. Außerdem kann eine Verkürzung der Regulierungszyklen nicht ohne Berücksichtigung weiterer Schlüsselemente der Regulierung beurteilt werden, da die Auswirkungen einer solchen Maßnahme von zahlreichen anderen Faktoren abhängen. Eine Verkürzung dieser Zyklen würde, wenn die restlichen Instrumente der Regulierung ähnlich bleiben, dem Ziel entgegenstehen, die Komplexität und den Aufwand zu mindern. Stattdessen könnte es wahrscheinlich sogar zu einer Zunahme der Bürokratie führen, weil sie eine engere Taktung der Verfahren bedingen. Des Weiteren adressiert eine kürzere Regulierungsphase nicht das zugrundeliegende Problem, nämlich dass Veränderungen der Kosten kurzfristig in den Erlösgrenzen reflektiert werden müssen. Selbst eine verkürzte Regulierungsperiode wäre für eine wirklich periodengerechte Anpassung an schwankende Kosten noch immer zu lang.

- Vor diesem Hintergrund gilt es daher stattdessen, die steigende Heterogenität der FNB (bei Umbau, Stilllegung, Rückbau von Leitungen, Transfer in die Wasserstofftransportnetze, erdgasverstärkende Maßnahmen, verstärkte Nutzung erneuerbarer und CO₂-armer Gase) in der Transformationsphase anzuerkennen. Die Heterogenität der FNB wird durch bedarfsgetriebene Umstellungen zum H₂-Transport und zukünftige Außerbetriebnahmen weiter steigen. Außerdem muss die steigende Relevanz kurzfristig eintretender exogener Faktoren (politische Entscheidungen, Entwicklungen auf vor- und nachgelagerter Netzebene, Nachfrageentwicklung) für den Fernleitungs-Netzbetrieb im Regulierungssystem gewürdigt werden. Für CAPEX ist mit dem Kapitalkostenabgleich bereits ein geeignetes Instrument vorhanden. Überlegungen der BNetzA, die kalkulatorische Gewerbesteuer in den Kapitalkosten des Kapitalkostenaufschlag zukünftig nicht zu berücksichtigen, ist in diesem Zusammenhang jedoch nicht nachvollziehbar. Die FNB begrüßen, dass sich die BNetzA mit der Problematik bei den OPEX befasst und möchten hierzu noch folgende Punkte anmerken:

- Die zuvor dargestellte Heterogenität der FNB im Transformationsprozess muss ausreichend abgebildet werden.
- Eine tragfähige Lösung sollte bestenfalls viele Prozesse verschlanken und damit einhergehend auch zum Bürokratieabbau und zu einem verringerten Arbeitsaufwand auf Seiten der BNetzA und den FNB beitragen.

Gem. Eckpunktepapier erwartet die BNetzA im Rahmen des Transformationsprozesses Gas stark schwankende Kostenentwicklungen. Diese Ansicht teilen die FNB. Daher müssen auch die Besonderheiten eines jeden Geschäftsjahres, sofern sie betriebsnotwendig sind, über Tarife refinanzierbar sein. Sofern dies nicht im Rahmen des Ausgangsniveaus sichergestellt ist, muss hierfür eine andere Methodik etabliert werden (bspw. Deklaration als dnbk oder volatil im Rahmen einer Anreizregulierung). Eine ersatzlose Kürzung kann nicht akzeptiert werden. Die Prüfung der BNetzA sollte sich auf die Betriebsnotwendigkeit nicht jedoch auf eine Klassifizierung als – nicht wiederkehrende – Besonderheit oder periodenfremder Effekt konzentrieren.

3. Kostenartenrechnung

3.1. Grundsätze der Kostenermittlung

Die FNB schlagen vor, bei der Darstellung der Zusammensetzung der Netzkosten klarstellend zu spezifizieren, dass diese auch die kalkulatorische Gewerbesteuer beinhalten. Ferner wird eine Straffung der Datenerfassung angeregt, zum Beispiel bei der Dienstleister-Übersicht, beim RST-Spiegel und beim handelsrechtlichen Anlagenspiegel.

3.2. Kosten von Verpächtern und Dienstleistern

Ein Minimalabgleich von Pachtentgelten für Verpachungskonstellationen einhergehend mit der Kürzung unterhalb der als betriebsnotwendig festgestellten Kosten wird von den FNB grundsätzlich abgelehnt. Diese Vorgehensweise ist nicht sachgerecht und stellt ein einseitiges Risiko der Netzbetreiber dar. Die Netzbetreiber ihrerseits sind nicht in der Lage, die Pachtentgelte periodengerecht exakt auf anerkennungsfähiger Kostenbasis abzurechnen, da sowohl die externen Parameter hierfür erst nachträglich feststehen (z.B. EK-Zinssatz) als auch die internen Parameter (z.B. Neuinvestitionen; OPEX) für welche entsprechende Ermittlungen erst final nach Abschluss des Geschäftsjahres vorliegen. Dies führt z.B. bei steigendem Zinsniveau zu einer strukturellen Benachteiligung, wenn der Capex-Anteil im verrechneten Pachtentgelt unter dem Capex-Anteil liegt, welcher in der Kostenprüfung ermittelt wurde.

Die FNB empfehlen daher, den Minimalabgleich für Verpächter und verbundene Dienstleister grundsätzlich abzuschaffen. Stattdessen sollten die geprüften Werte aus den Erhebungsbögen der Verpächter und Dienstleister zur Bestimmung des Ausgangsniveaus herangezogen werden. Diese Werte wurden bereits von der BNetzA auf Betriebsnotwendigkeit und Sachgerechtigkeit geprüft.

Neben den Kapitalkosten, welche einen wesentlichen Anteil der Netzkosten im Pachtentgelt ausmachen, entstehen regelmäßig auch aufwandsgleiche Kosten. Hier sehen wir eine Begrenzung der ansetzbaren Kosten auf bestimmte und konkret definierte Ausnahmefälle durch die BNetzA als nicht sachgerecht an. Vielmehr ist hier vordergründig auf die Betriebsnotwendigkeit abzustellen, um eine sachgerechte Kostenanerkennung zu gewährleisten.

Darüber hinaus sollte der gesamte Prozess der Kostenprüfung und Datenerhebung von verbundenen Dienstleistern gestrafft und verschlankt werden. Bei einer Kostenprüfung sollte die Werthaltigkeit in

Bezug auf die Gesamtnetzkosten eines Netzbetreibers berücksichtigt werden, z.B. durch Einführung einer Nichtaufgriffsgrenze für die Einreichung von Erhebungsbögen bei Dienstleistern sowie einer entsprechenden Verschlinkung der Nachweisführung in Form von Verträgen und Rechnungen zu einzelnen Kostenarten.

Ebenfalls lehnen die FNB die Als-Ob-Analyse für Dienstleistungen von nicht verbundenen Unternehmen, wie in § 4 Abs. 5a Sätze 4 und 5 StromNEV/GasNEV verlangt, ab. Diese Regelung sollte in zukünftigen Bestimmungen zur Festlegung des Ausgangsniveaus außer Acht gelassen werden. Die Methodik ist nicht praxistauglich und resultiert aufgrund der komplexen Annahmen zumeist in einer subjektiven Bewertung. Wenn die unternehmensinterne Notwendigkeit für eine Dienstleistung existiert und ein marktgerechter Bezug belegt wird, müssten die Kosten auch in voller Höhe anerkannt werden.

3.3. Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Das WACC-Modell birgt, durch die nicht vorhandene Möglichkeit, individuelle Zinsaufwendungen und -erträge anzusetzen sowie durch die Tatsache, dass Abweichungen des Zinsbudgets im Rahmen des Modells im Vergleich zu den individuellen Fremdkapitalkosten vom Netzbetreiber zu tragen sind, für die FNB neue Fremdkapitalrisiken, die im aktuellen System so nicht existieren. Daher ist eine marktgerechte Bestimmung des Fremdkapitalkostensatzes, die die Kapitalmarktgegebenheiten für eine Fremdkapitalaufnahme adäquat widerspiegelt, von zentraler Bedeutung. Neben den reinen Zinskosten müssen weiterhin auch Transaktions- und Finanzierungsnebenkosten berücksichtigt bleiben, um die gesamten tatsächlichen Finanzierungskosten zu decken.

Abseits dessen sollte ein adäquater Übergangsmechanismus für Unternehmen mit alten Bestandskrediten Eingang finden, deren zum Zeitpunkt der Aufnahme marktüblichen Zinsen nunmehr möglicherweise oberhalb des im WACC festgelegten Fremdkapitalzins liegen.

Darüber hinaus sehen die FNB das Vorhaben der BNetzA, gewisse Kostenpositionen generell als nicht anerkennungsfähig einzustufen, sehr kritisch. Dies mag aus dem Blickwinkel der Verfahrensvereinfachung Sinn ergeben, muss aber dennoch sehr sorgfältig geprüft werden. Frühere Erfahrungen haben gezeigt, dass zu jeder Zeit Umstände entstehen können, die unvorhergesehen hohe Ausgaben für Netzbetreiber nach sich ziehen können. Deshalb ist es von Bedeutung, diese Punkte genau zu beleuchten, bevor eine abschließende Entscheidung gefasst wird.

3.4. Kapitalerhaltungskonzeption

Die FNB nehmen zur Kenntnis, dass die BNetzA beabsichtigt, von der bisherigen Kombination aus Nettosubstanzerhaltung und Realkapitalerhaltung zu einem System zu wechseln, das ausschließlich auf Realkapitalerhaltung basiert. In diesem Kontext betonen die FNB, dass die geplante Umstellung der Kapitalverzinsung auf eine WACC-basierte Methodik nicht zwingend ein ausschließliches Realkapitalerhaltungssystem erfordert, da sie mit beiden Ansätzen – dem Mischsystem aus Nettosubstanz- und Realkapitalerhaltung sowie einem reinen Realkapitalerhaltungssystem – durchführbar ist.

Der Verlust der inhaltlichen Rechtfertigung für das System der Nettosubstanzerhaltung – mit regelmäßiger Reinvestition der vereinnahmten, indexierten Abschreibungen in neue Anlagen – ergibt sich noch nicht zwangsläufig aus der These, dass in absehbarer Zeit die Gasinfrastruktur stillgelegt wird. Die aktuelle Gemengelage im deutschen Gasmarkt weist zwar eindeutig rückläufige Tendenzen auf, deren Tempo jedoch im europäischen Vergleich kein eindeutiges Bild bezüglich der "Überholung" der Nettosubstanzerhaltung abgibt:

Exajoules	primärer Energieverbrauch		davon Erdgas		Erdgas-Anteil am primären Energieverbrauch		Durchschnittliche jährl. Veränderung des Energieverbrauchs	Durchschnittliche jährl. Veränderung des Erdgasverbrauchs
	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2013 bis 2023	2013 bis 2023
Deutschland	12,29	11,41	2,79	2,72	22,7%	23,8%	-2,0%	-1,2%
Frankreich	8,27	8,66	1,38	1,22	16,7%	14,1%	-1,9%	-2,8%
Niederlande	3,44	3,44	0,99	0,93	28,8%	27,0%	-1,1%	-4,1%
Finnland	1,15	1,2	0,04	0,04	3,5%	3,3%	-0,3%	-8,7%
Schweden	2,24	2,15	0,03	0,03	1,3%	1,4%	-0,1%	-3,5%
Belgien	2,5	2,31	0,52	0,49	20,8%	21,2%	-0,9%	-1,9%
Österreich	1,37	1,39	0,28	0,25	20,4%	18,0%	-0,7%	-1,7%
Großbritannien	7,27	6,95	2,55	2,29	35,1%	32,9%	-2,1%	-1,8%
Italien	6,19	5,95	2,35	2,11	38,0%	35,5%	-1,2%	-1,3%
Schweiz	1,04	1,13	0,11	0,1	10,6%	8,8%	-1,3%	-2,6%
Spanien	5,73	5,66	1,19	1,05	20,8%	18,6%	0,0%	-0,3%
Polen	4,27	4,12	0,67	0,7	15,7%	17,0%	0,1%	1,2%
Tschechien	1,64	1,52	0,27	0,24	16,5%	15,8%	-1,5%	-1,9%
Rumänien	1,3	1,28	0,35	0,33	26,9%	25,8%	-0,4%	-2,3%

Aus den o. s. Kennzahlen des internationalen Vergleiches (Quelle: Statistical Review of World Energy 2024, 73rd Edition) lassen sich drei zentrale Aussagen ableiten:

- Deutschland gehört zu den Ländern mit einem sogar gestiegenen Anteil von Erdgas am primären Energieverbrauch in 2023 (23,8%) gegenüber dem Vorjahr (22,7%)
- Der durchschnittliche jährliche prozentuale Rückgang des Erdgasverbrauchs in Deutschland von -1,2% im Zeitraum 2013 bis 2023 ist mit der niedrigste in Europa
- Die langfristige rückläufige Entwicklung des Erdgasverbrauches im Zeitraum 2013 bis 2023 findet mit einem deutlich langsameren Tempo als der Rückgang des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland von -2% statt. Diese Beobachtung trifft außer Deutschland nur auf zwei weitere Länder zu.

Auch wenn sich die objektive Situation des rückläufigen Energieverbrauchs nicht negieren lässt, so ist der Stellenwert von Erdgas in Deutschland etwas stabiler als im europäischen Durchschnitt. Die Wiederbeschaffungsannahme der Nettosubstanzerhaltung gilt im Gasbereich vor diesem Hintergrund weiterhin.

Bei der Ausgestaltung einer eventuellen Übergangslösung gehen die FNB davon aus, dass die Berechnung und die Gewichtung der einzubeziehenden Indexreihen für das Basisjahr 2025 in jedem Fall auf den die FNB nicht benachteiligenden Prämissen basieren.

**Gas: Investitionen und Aufwendungen -
Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber**
in Mio. Euro

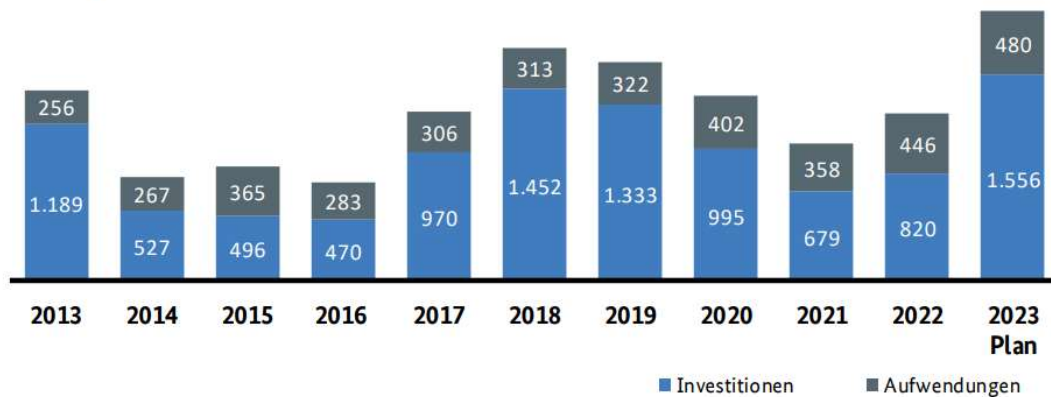


Abbildung 116: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

Ergänzend möchten wir darauf hinweisen, dass die FNB in den letzten Jahren, und mit steigender Tendenz für 2024 und 2025, in das Fernleitungsnetz investiert haben, dies im Wesentlichen um die Versorgungssicherheit für Deutschland zu gewährleisten (hierzu vorangestellt Abb. 116 aus dem Monitoringbericht 2023).

Abschließend schlagen die FNB vor, basierend auf der vorgesehenen und gewünschten Komplexitätsreduktion und Bürokratieentlastung, dass die Tagesneuwert- und Anschaffungs-/Herstellungskosten-Anteile zur Bestimmung der Restbuchwerte für die bisherigen Nettosubstanzerhaltungs-Altanlagen als neue Ausgangswerte in den kommenden Kostenprüfungen nicht netzbetreiberindividuell ermittelt werden. Vielmehr sollte eine pauschale Tagesneuwert-Quote für alle Netzbetreiber in Höhe von 40% angesetzt werden, um zu vermeiden, dass die Regulierungsbehörden ihre bisherigen aufwendigen Kostenprüfungspraktiken zur Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung fortführen muss.

3.5. Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen

Die BNetzA plant, ab dem Jahr, in dem Anlagen im Bau zu Fertiganlagen werden, nur noch die Bestände an Fertiganlagen der regulatorischen Verzinsung zuzuführen. Dies würde eine systematische Verschlechterung im Vergleich zur aktuellen regulatorischen Praxis darstellen, die auch die Verzinsung von Anlagen im Bau einschließt.

Diese Regulierungspraxis resultiert aus höchstrichterlicher Rechtsprechung (vgl. EnVR 43/14), die festlegt, dass es dadurch nicht zu ungerechtfertigten Mehrfachverzinsungen kommt. Die FNB ersuchen die BNetzA, ihre Absicht unter Berücksichtigung der BGH-Rechtsprechung zu überdenken. Dies ist besonders wichtig, da Anlagen im Bau für Energienetzbetreiber aufgrund der steigenden Komplexität und Dauer von Bauprojekten immer bedeutender werden.

Die FNB lehnen eine pauschale Abbildung des Umlaufvermögens nicht grundsätzlich ab, bezweifeln jedoch, dass 1/24 der Netzkosten für das Umlaufvermögen ein für alle Netzbetreiber ausreichendes Niveau im Sinne eines Liquiditätspuffers zur Sicherung der Zahlungsfähigkeit darstellt. Die Praxis zeigt hier, dass durch unterjährig schwankende, asynchrone Ein- und Auszahlungen kurzfristig oftmals deutlich höhere kurzfristige Finanzierungserfordernisse anfallen. Diese ohnehin auftretende

Problematik wird durch das aktuell hohe Investitionsvolumen im Fernleitungsbereich nochmals verstärkt. Ein pauschal anzuerkennendes Verhältnis von 1/12 würde diese Problematik deutlich vermindern, wenn nicht sogar gänzlich lösen. Sollte es trotzdem bei einem Anteil von 1/24 bleiben, so ist es wiederum zwingend erforderlich, dass die Umlaufvermögenspauschale auf die Gesamtumsatzerlöse der regulierten Tätigkeit des Gasfernleitungsnetzbetriebs bezogen wird und nicht nur auf die anerkennungsfähigen Netzkosten. Nur die ungekürzten Gesamtumsatzerlöse stehen in sachgerechter direkter Beziehung mit den betriebsnotwendigen bilanziellen Beständen kurzfristiger Liquidität. Abschließend ist anzumerken, dass eine entsprechende Vorgehensweise auch deutlich mehr zum von der BNetzA verfolgten Ziel der Vereinfachung und Verschlinkung des Prüf- und Verwaltungsaufwandes beiträgt.

Wie eingangs erwähnt, teilen wir grundsätzlich die übergeordnete Idee einer pauschalen Darstellung des Umlaufvermögens, lehnen jedoch eine Berechnungsquote von 1/24 ab und halten 1/12 der Gesamtumsatzerlöse für eine adäquate Höhe, um dauerhaft ausreichende Liquidität zu gewährleisten. Zudem sollte aufgrund der aktuell hohen und noch wachsenden Investitionstätigkeit, das Umlaufvermögen nicht nur bei der Festlegung des Ausgangsniveaus berücksichtigt werden, sondern auch bei der jährlichen Anpassung der regulierten Vermögensbasis, indem ein prozentualer Wert auf die Neuanlagen angewendet wird.

3.6 Kalkulatorische Kapitalverzinsung

Die FNB begrüßen grundsätzlich die Einführung des WACC-Modells durch die BNetzA und die damit verbundene Verfolgung eines Gesamtziels, um ein schlüssiges und sachgerechtes pauschaliertes Verfahren herzuleiten. Auch aus Sicht der FNB ist es von äußerster Wichtigkeit, gemeinsam ein konsistentes und zukunftsfähiges Gesamtkonzept zu entwickeln, dass es ermöglicht, die Herausforderungen der Energiewende zu meistern und hierfür dringend benötigtes Eigen- und Fremdkapital einzuwerben.

Von entscheidender Maßgeblichkeit ist hierbei aber, dass eine solche Umstellung im Mindesten eine wirtschaftliche Neutralität gegenüber dem bisherigen System sicherstellt bzw. gewährleistet, dass die Investitionsbedingungen im Fernleitungsnetz im internationalen Vergleich wettbewerbsfähig sind und auch zukünftig bleiben. Dafür müssen sowohl die Einzelparameter marktgerecht bestimmt werden als auch die Verzinsungsbasis. Positiv hervorzuheben ist, dass die Einführung eines WACC-Systems die internationale Vergleichbarkeit der Verzinsungsbedingungen des deutschen Regulierungssystems verbessern würde. Damit würde für Kapitalgeber sowie Ratingagenturen eine höhere Transparenz geschaffen.

3.6.1 WACC Allgemein

Das im Eckpunktepapier gekürzt dargestellte WACC-Modell ist in seinen Wirkzusammenhängen verständlich. Eine detaillierte Erklärung der Parameter (Eigenkapitalquote, Eigenkapitalzins und Fremdkapitalkosten) fehlt jedoch im Eckpunktepapier. Wie im Expertenaustausch am 8. Juli 2024 von Branchenvertretern geäußert, sollte dies bald zwischen der BNetzA und der Branche besprochen werden, da dies wesentlich für das WACC-Modell und die Bewertung des Gesamtkonzepts ist.

Die FNB halten es für unverzichtbar, und stimmen somit der BNetzA in diesem Teil zu, dass der Erfüllungsanteil der Zuführungen auch bei einer Umstellung auf ein WACC-Modell unberührt bleibt und weiterhin als aufwandsgleiche Kostenposition bzw. bei Pensionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenposition anerkannt wird.

Im vorgestellten WACC-Modell ist laut BNetzA eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkung von (langfristigen) Rückstellungen insb. Pensionsrückstellungen grundsätzlich nicht vorgesehen, da das Zinsergebnis nicht betrachtet wird. Im Jahresabschluss ist es unabdingbar bei der Bewertung von Pensionsrückstellungen, zwischen den Bewertungs- bzw. Zinsänderungseffekten und der regulären Aufzinsung zu differenzieren. Die Bewertungsunterschiede der Pensionsrückstellungen aufgrund von Änderungen des Diskontierungszinssatzes werden allerdings durch diesen pauschalen Ansatz nicht erfasst. Lediglich wird dem reinen Aufzinsungsaufwand durch den pauschalen Fremdkapitalkostensatz im WACC-Modell Rechnung getragen. Dies kann für Netzbetreiber mit erheblichen Ergebnisrisiken einhergehen.

Im Rahmen der Umstellung auf ein WACC-Modell hinsichtlich der in der handelsrechtlichen Bilanz passivierten, nicht ausfinanzierten Pensionsrückstellungen sollte den Netzbetreibern daher einmalig die Möglichkeit eingeräumt werden, zu wählen, ob die resultierenden Aufwendungen und Erträge aus der regelmäßigen Neubewertung der Pensionsrückstellungen (betrifft nur Bewertungs-/Zinsänderungseffekte) im Wege eines Anzeigeverfahrens weiterhin aufwandsgleich über die Netzkosten bzw. als dnbK anerkannt werden oder diese Effekte in den Netzkosten gänzlich unberücksichtigt bleiben. Hierdurch wird sichergestellt, wie von der BNetzA vorgesehen, ein einheitlicher WACC für alle Netzbetreiber festgelegt werden kann.

3.6.2 Abzug von Zuschüssen

Den Eckpunkten ist zu entnehmen, dass Zuschüsse vom betriebsnotwendigen Vermögen abzuziehen wären. Damit ginge eine strukturelle Verschlechterung gegenüber dem heutigen Regulierungsrahmen einher, was so von der BNetzA beabsichtigt sei.

Nach dem Handelsgesetzbuch (HGB) handelt es sich aber bei Baukostenzuschüssen (BKZ) und Anschlusskostenbeiträgen (AKB) nachweislich um zinslos zur Verfügung stehendes Fremdkapital. Somit stellt sich die Frage, ob es sich bei AKB/BKZ um Eigen- oder Fremdkapital oder eine Mischform handelt gar nicht, sondern ist diese Definition nach dem HGB als maßgeblicher Ausgangspunkt für die Ermittlung der Netzkosten bereits eindeutig vorgegeben. Folglich handelt es sich bei der bisherig nach GasNEV vorgenommenen Behandlung von BKZ/AKB als zinsloses Fremdkapital (Abzugskapital) um eine zweifelsfrei korrekte Vorgehensweise und eine ungerechtfertigte Besserstellung der Netzbetreiber bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist hiermit ausgeschlossen. Sofern handelsrechtliche Tätigkeitsabschlüsse auch zukünftig den Ausgangspunkt für die Festlegung des Ausgangsniveaus bilden, wie es die BNetzA mit einer stärkeren Orientierung an der HGB Buchführung in ihrem initialen Eckpunktepapier zu NEST im Februar 2024 indirekt konstatierte, sind BKZ/AKB auch zukünftig im Rahmen der Methodikfestlegung zum Ausgangsniveau nach GasNEF als zinsloses Fremdkapital zu behandeln.

Der von der BNetzA beabsichtigte Abzug der BKZ/AKB vom betriebsnotwendigen Vermögen würde nachweislich zu einer systembedingten, ungerechtfertigten Reduzierung der erzielbaren Eigenkapitalverzinsung für alle FNB führen, wenn die auf 40% begrenzte Eigenkapitalquote beibehalten wird. Dies steht im Gegensatz zur derzeit praktizierten Kalkulationsmethode, die seit Beginn der Anreizregulierung als sachgerecht gilt.

Eine solche Maßnahme würde die Eigenkapitalrendite sowohl bestehender als auch zukünftiger Investitionen im Vergleich zur gegenwärtigen Sachlage nach GasNEV unangemessen verringern. Angesichts des erheblichen Finanzierungsbedarfs durch die vor uns liegende Transformation kann dies keine erwünschte Folge des NEST-Prozesses sein und würde ein äußerst negatives Signal an (potenzielle) Investoren senden.

Abschließend möchten die FNB betonen, dass wir uns im Rahmen dieser Diskussion zu Kapitel 4.7.2. ausschließlich auf die Anreizregulierung im Erdgastransport beziehen, auch wenn eine Äußerung im Rahmen des NEST-Prozesses diesen Zusammenhang grundsätzlich impliziert.

3.7 Gewerbesteuer

Die FNB lehnen eine Umstellung bei der regulatorischen Berücksichtigung der Gewerbesteuer von einem kalkulatorischen zu einem pagatorischen Ansatz weiterhin ab. Wir verweisen hierbei auf unsere Stellungnahme zum NEST Eckpunktepapier der BNetzA vom 18. Januar 2024 und möchten diese im Folgenden ergänzen.

Die vorgeschlagene Regelung stellt eine Benachteiligung für Netzbetreiber dar, die in steuerlichen Organschaften oder Querverbünden agieren, weil sie die Gewerbesteuer, welche auf der Steuerbilanz basiert, die in verschiedenen Punkten vom handelsrechtlichen bzw. kalkulatorisch bilanziellen Ausweis abweicht, nicht nach dem Tätigkeitsabschluss bestimmen können. Solche Organisationsformen sind in der Branche (und auch in vielen anderen Branchen) aber grundsätzlich üblich und tragen zur unternehmerischen Effizienz bei. Eine Nichtanerkennung der Gewerbesteuer würde daher zu einer wirtschaftlich ineffizienten Umstrukturierung der Unternehmen führen. Dies würde einen enormen unternehmendindividuellen Umsetzungs- aber auch behördenseitigen Prüfaufwand nach sich ziehen und die Folge wären massive Ineffizienzen.

Die kalkulatorische Gewerbesteuer auf Basis der kalkulatorischen EK-Verzinsung ist sachgerecht und sollte beibehalten werden, da sie die Pflicht zur Zahlung von Gewerbesteuer aus dem Netzgeschäft korrekt widerspiegelt.

Der tatsächliche Ansatz der Gewerbesteuer ist zudem mit einem stark erhöhten Aufwand in den einzelnen Unternehmen verbunden und steht somit diametral der Vereinfachung der Regulierungssystematik mittels Pauschalierung, Verschlinkung und Vereinfachung entgegen.

Die Methode der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer würde ähnliche zeitliche Diskrepanzen hervorrufen wie bei der regulatorischen Anerkennung der OPEX im Rahmen der Fotojahrsystematik. Die Netzbetreiber würden dabei durch den höheren Kostenanstieg aufgrund des Basisjahreffekts benachteiligt.

Die BNetzA unterstellt allen Netzbetreibern zudem, keine oder nur geringe Gewerbesteuern zu zahlen und durch einen kalkulatorischen Ansatz begünstigt zu werden. Das vorliegende Eckpunktepapier führt dabei insbesondere Querverbünde sowie steuerliche Organschaften an. Dabei wird in diesen Konstrukten die Gewerbesteuer gebündelt auf Ebene des Konzerns bzw. des Querverbands gezahlt und somit ist auch der Netzbetrieb in diesen Zahlungen inkludiert. Daher ist die Annahme eines hier vorherrschenden ungerechtfertigten Vorteils ein falscher Schluss.

Das Eckpunktepapier berücksichtigt nicht, dass die Gewerbesteuer auf Konzernebene gezahlt wird und fordert eine sachgerechte Schlüsselung auf Basis der im handelsrechtlichen Tätigkeitsabschluss ausgewiesenen Gewerbesteuer. Dies führt aber, aufgrund der Diskrepanz zwischen der steuerrechtlichen und handelsrechtlichen Grundlage, zu komplexen unternehmensindividuellen Überleitungen, wobei zudem durch verschiedene Unternehmen uneinheitliche Ansätze bei der Herleitung verfolgt würden. Überdies würden hierdurch für Netzbetreiber mit Pachtmodellen eine Vielzahl weiterer verkomplizierender Detailrechnungen notwendig.

Entsprechende Schlüsselungen erhöhen daher die Komplexität sehr stark und erschweren die Nachvollziehbarkeit für Prüfer und Netzbetreiber.

Die FNB befürworten zudem den BDEW-Vorschlag, die Gewerbesteuer einheitlich über einen kalkulatorischen Gesamtsteuermultiplikator abzubilden, der die Gewerbe- und Körperschaftsteuerbelastung zusammenfasst. Hierbei wird der zuerst im Rahmen des CAPM-Modells nach Unternehmenssteuern ermittelte Eigenkapitalzinssatz in einen Eigenkapitalzinssatz vor Gewerbe- und Körperschaftsteuer überführt. Diese Methode wird auch von der Beschlusskammer 3 der BNetzA im Rahmen des WACC-Konzepts zur Bestimmung der Entgelte für Zugang zu Teilnehmeranschlussleitungen der Deutschen Telekom AG angewendet und ist daher bewährt.

Im Zusammenhang mit der Bestimmung des Zinssatzes für Fremdkapital sowie den Eigenkapital- und Fremdkapitalquoten lässt sich so ein einheitlicher und transparenter WACC vor Steuern für alle Netzbetreiber zur Kalkulation der Netzkosten festlegen. Darüber hinaus wird ein so ermittelter WACC von der überwiegenden Anzahl Europäischer Regulierungsbehörden angewandt. Ein somit entsprechend international anerkannter Ansatz würde demnach auch Transparenz und Vergleichbarkeit der Zinsbedingungen für Investoren erhöhen und eine konsequente kalkulatorische Abbildung der Gewerbe- und Körperschaftsteuer im Ausgangsniveau sowie im Kapitalkostenaufschlag sicherstellen. Sollte die BNetzA an dem Konzept einer Zahlung der Gewerbesteuer auf Netzbetreiberebene festhalten, so ist anzumerken: Für Netzbetreiber in einer Konzernstruktur würde es damit auch erforderlich sein, dass die BNetzA Gewerbesteuerumlagen, die der Netzbetreiber an die Muttergesellschaft jährlich zahlt, entsprechend anzuerkennen sind. Je nach Gesellschaftsstruktur wären auch weitere Aspekte aus den Tätigkeitsabschlüssen zu berücksichtigen, wie z.B. bei einem integrierten Transportbetrieb. Zudem bestehen vom Geschäftsjahr abweichende Fristigkeiten für die Abgabe einer Steuererklärung und die Steuerprüfung. Die zugrundeliegenden Steuersachverhalte, z.B. Abschreibungsdauern, bestehen z.T. länger als die regulatorischen Bestimmungen, weichen mithin häufig von diesen ab. Es wäre somit sicherzustellen, dass angesichts der von der BNetzA beabsichtigten Kürzung von Besonderheiten oder periodenfremden Effekten des Geschäftsjahres eine gezahlte Gewerbesteuer tatsächlich Anerkennung findet. Die Budgetmethodik gem. Anreizregulierung ist hierfür nicht sachgerecht. Auch vor diesem Hintergrund und in Anbetracht der pragmatischen Herleitung erachten es die FNB für einfacher und sachgerechter die kalk. Gewerbesteuer weiterhin auf Basis von kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen unter Verwendung der individuellen Hebesätze der FNB abzuschätzen. Aus den angeführten Gründen sollte die kalkulatorische Gewerbesteuer beibehalten werden. Die FNB appellieren an die Berücksichtigung der Branchenargumente bei der Neuausrichtung des Regulierungsrahmens.

3.8 Kostenmindernde Erlöse und Erträge

Wenn es netzbetreiberindividuelle Zuschüsse gibt, die klar dem Anlagevermögen zugeordnet werden können, sollte auch die Möglichkeit gewährt werden, diese in Übereinstimmung mit der regulatorischen Nutzungsdauer aufzulösen. Besonders beim Transfer von Anlagen zwischen verschiedenen Tätigkeitsbereichen sollten korrespondierende Zuschüsse, AKB/BKZ ebenfalls übertragbar sein (vgl. WasserstoffNEV § 12 Abs. 2).

In Anlehnung an die Entscheidung, entgegen der bisherigen Regulierungspraxis, Finanzanlagen nicht mehr in der regulierten Verzinsungsbasis zu berücksichtigen, dürfen Zinserträge im Zusammenhang mit diesen Finanzanlagen im zukünftigen WACC-Modell nicht mehr als kostenmindernde Erträge bei der Ausgangsbasis in Abzug gebracht werden.

4. Sonstiges

Klimagesetzgebung und Energieeffizienzvorgaben im Verhältnis zur Energieregulierung

Die FNB empfehlen eindringlich, dass bei der zukünftigen Regulierung die rechtlichen Vorgaben zur Einhaltung der Klimaschutzziele – wie z.B. die Einhaltung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 - angemessen in den Festlegungen berücksichtigt werden. Wirtschaftliche Nachteile für die Netzbetreiber und Zielkonflikte mit den bestehenden regulatorischen Vorgaben sind zu vermeiden. Zur Erreichung der Nettoklimaneutralität haben die FNB mittlerweile eine Vielzahl von gesetzlichen Regelungen wie die EU-Methanemissionsverordnung, das Energieeffizienzgesetz (EnEfG), das Gebäudeenergiegesetz und das Energiedienstleistungsgesetz zu befolgen, die mit einem erheblichen, nicht zu beeinflussenden Mehraufwand verbunden sind.

So ergeben sich aus der Einführung des Energiemanagementsystems nach dem EnEfG Maßnahmen, die von den Netzbetreibern verpflichtend umzusetzen sind. Die Mehrkosten aus diesen Maßnahmen (anfänglich höhere Investitionen, OPEX) bedürfen einer eindeutigen Regelung, die sie als effiziente Netzkosten im Rahmen der Kostengenehmigung ausweisen und die Anerkennungsrisiken aus der Umsetzung außerhalb des Basisjahres ausschließen.

Daher schlagen die FNB vor, dass im Rahmen des NEST-Prozesses folgende Anpassungen am Regulierungssystem vorgenommen werden:

- Die Aufwendungen für Klimaschutz- und Energieeffizienzmaßnahmen müssen in der Erlösobergrenze angemessen berücksichtigt werden. Dies könnte durch eine unterperiodische Anpassungsmöglichkeit in Kombination mit einer repräsentativen Anerkennung im Basisjahr erfolgen.
- Anpassung des Effizienzvergleichs dahingehend, dass die höheren Investitionen für Klimaschutz- und Energieeffizienzmaßnahmen, die aufgrund einer rechtlichen Verpflichtung umzusetzen sind (z. B. aufgrund der Umsetzungspflicht nach § 9 EnEfG) nicht in den Effizienzbenchmark einbezogen werden.

Aufgrund der vorgenannten unvorhersehbaren jährlichen Entwicklungen auf dem Transformationspfad sollten jährliche Anpassungsmechanismen (bspw. Klassifizierung als dnbK) im Rahmen einer Anreiz-/Budgetregulierung vorgesehen werden, um die tatsächliche Entwicklung abzubilden und die Erreichbarkeit eines Budgets zu ermöglichen.