

Kapitalbedarfe und Finanzierung von Energieverteilnetzen

Technisches Hintergrundpapier

@ Mediha Inan, Nicolas Gassen, Janek Steitz
mediha.inan@dezernatzukunft.org

11.12.2025

Executive Summary

Bis 2045 müssen deutsche Energieversorgungsunternehmen nominal rund 627 Milliarden Euro in Stromverteil-, Gasverteil- und Wärmenetze investieren. Die Finanzierung dieser Investitionen stellt die Branche vor erhebliche Herausforderungen; Kapitalengpässe drohen den Infrastrukturausbau auszu-bremsen.

In einer Gemeinschaftsstudie mit Agora Energiewende und der Stiftung Klimaneutralität ([Agora Energiewende u. a. 2025](#)) analysieren wir die Kapitalbedarfe der rund 900 Energieversorger. Wir beziffern den zusätzlichen Eigenkapitalbedarf bis 2045 auf insgesamt 63 Milliarden Euro und zeigen, wie ein Bündel an Maßnahmen die Finanzierungslücke schließen kann.

Hierfür haben wir im Dezernat Zukunft das betriebswirtschaftliche Finanzierungsmodell entwickelt. Das vorliegende Papier dient als technisches Hintergrunddokument zum methodischen Vorgehen der Kapitalbedarfsberechnungen. Es vertieft die zugrunde liegende Modellierung und ist für ein tieferes Verständnis der Ergebnisse der gemeinsamen Studie heranzuziehen.

#FINANZIERUNGLÜCKE¹

#ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN

#VERTEILNETZ

#ENERGIEWENDE

¹ Wir möchten uns bedanken: bei unseren Projektpartnern von Agora Energiewende und der Stiftung Klimaneutralität für die sehr gute Zusammenarbeit sowie bei unserem ehemaligen Kollegen Axel Kölschbach Ortego, der bis zum Sommer 2025 an diesem Projekt mitgearbeitet hat.

Einleitung	3
Methodischer Ansatz und Modellstruktur.....	5
Regulatorische Rahmenbedingungen und clusterspezifische Parameter	7
Modellierungsergebnisse	12
Ergebnisdiskussion	19
Literaturverzeichnis	23
Anhang	25

1. Einleitung

Massiver Ausbau der Energieinfrastruktur notwendig

Der Ausbau der Energieinfrastruktur ist eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Bis 2045 werden dafür enorme Investitionen notwendig sein: Allein die Bedarfe für Stromverteilnetze, Gasverteilnetze und Wärmeinfrastrukturen (inkl. Wärmeerzeugung und Speicher) von 854² Energieversorgungsunternehmen summieren sich gemäß unserer Gemeinschaftsstudie auf rund 494 Milliarden Euro (real) bzw. 627 Milliarden Euro (nominal) (Agora Energiewende u. a. 2025).

Für die Energiewende tragen die Energieversorgungsunternehmen daher eine besondere Verantwortung: Die Stromverteilnetze müssen deutlich erweitert und modernisiert werden, um den wachsenden Anforderungen eines steigenden Stromverbrauchs sowie einer zunehmend flexiblen, dezentralen Erzeugung und Nutzung gerecht zu werden.

Auch die Wärmenetze stehen vor einem erheblichen Ausbaubedarf: Sie bilden das Rückgrat der Dekarbonisierung im Gebäudesektor und erfordern sowohl neue Leitungen und Anschlüsse als auch Investitionen in klimaneutrale Erzeugungskapazitäten.

Parallel dazu muss die Gasinfrastruktur schrittweise stillgelegt werden – im Einklang mit dem Ausstieg aus fossilen Energieträgern. Kurz- bis mittelfristig sind jedoch weiterhin Instandhaltungsinvestitionen erforderlich.

Die Finanzierungsfrage wird zum Umsetzungsproblem

Die Unternehmen, die den skizzierten Infrastrukturausbau umsetzen, stehen angesichts der implizierten Verdreifachung der jährlichen Investitionen gegenüber dem Zeitraum 2015-

2025 vor erheblichen Herausforderungen.

Neben operativen Umsetzungsfragen ist die Finanzierung der Infrastrukturinvestitionen der entscheidende Engpass: Unter den aktuellen Rahmenbedingungen ist eine ausreichende Kapitalmobilisierung nicht gesichert – mit Risiken für den Netzausbau und damit für das Gelingen der Energiewende als Ganzes. Die Lösung der Kapitalfrage der Energieversorgungsunternehmen im Verteilnetz ist folglich zentral.

Das Volumen und die Verteilung der Kapitalbedarfe sind weiterhin unklar

Angesichts der vielfältigen Verteilnetzlandschaft weisen die Energieversorgungsunternehmen eine ausgeprägte Heterogenität auf – in Unternehmensgröße, Eigentümerstrukturen und finanzieller Lage. Entsprechend begegnen die Unternehmen den Finanzierungsherausforderungen aus sehr unterschiedlichen finanziellen Ausgangspositionen.

Eine belastbare, nach Unternehmensklassen differenzierte Abschätzung der zusätzlich erforderlichen Kapitalbedarfe fehlt bislang weitgehend. Um wirksame und kosteneffiziente Maßnahmen zur Lösung des Finanzierungsproblems zu entwickeln, braucht es eine Analyse, die die jeweiligen Ausgangslagen und spezifischen Bedarfe angemessen berücksichtigt.

Sieben Unternehmenscluster für ein differenziertes Bild

Eine detaillierte Analyse der Finanzierungsbedarfe der Energieversorgungsunternehmen bietet die mit Agora Energiewende und der Stiftung Klimaneutralität veröffentlichte Studie „Investitionen in Daseinsvorsorge ermöglichen: Von kleinen Stadtwerken bis zum Konzern – wie gelingt die Finanzierung der Energienetze?“ (Agora Energiewende u. a. 2025).

² Die hier genannte Anzahl an Unternehmen weicht geringfügig von den in der Gemeinschaftsstudie ausgewiesenen 900 Unternehmen ab, da einige Unternehmen aufgrund von Sonderstel-

lungen oder fehlenden Daten keinem Cluster zugeordnet werden konnten.

Darin gliedern wir die Gesamtheit der 854 Energieversorgungsunternehmen in sieben Cluster – gemessen an Unternehmensgröße, Versorgungsgebiet, finanzieller Lage und Eigentümerstruktur – und analysieren die zusätzlichen Kapitalbedarfe für den Investitionsaufwuchs.

So lassen sich spezifische Aussagen zu finanziellen Herausforderungen und Optimierungspotenzialen ableiten. Die Methodik der Clusterbildung und der Berechnung der Investitionsbedarfe wird in der Gemeinschaftsstudie dargelegt (Agora Energiewende u. a. 2025).

Unsere Ergebnisse zeigen, dass die Energieversorgungsunternehmen rund 423 Milliarden Euro an zusätzlichem Fremd- und Eigenkapital bis 2045 zuführen müssen. Davon fallen rund 360 Milliarden Euro auf zusätzliches Fremdkapital und rund 63 Milliarden Euro auf zusätzliches Eigenkapital. Der Kapitalbedarf tritt vor al-

lem bis 2035 auf und ist ungleich über die untersuchten Unternehmenscluster verteilt.

Veränderungen am Finanzierungsrahmen können die Kapitalstruktur des Investitionsaufwuchses zugunsten von Fremd- und Innenfinanzierung verschieben – was wir in verschiedenen Sensitivitätsberechnungen untersuchen. Die Simulationen zeigen, dass eine Eigenkapitallücke von rund 12 Milliarden Euro verbleibt, die nur durch neue Gesellschafter geschlossen werden kann.

Dieses Hintergrundpapier vertieft das Berechnungsmodell, das der Ermittlung der Finanzierungsbedarfe zugrunde liegt: Kapitel 2 erläutert den methodischen Ansatz, Kapitel 3 diskutiert die Rahmenbedingungen und zentralen Parameter, Kapitel 4 präsentiert die Ergebnisse und Kapitel 5 nimmt eine kritische Einordnung vor.

2. Methodischer Ansatz und Modellstruktur

2.1 Methodischer Ansatz

Zur Berechnung der Finanzierungsbedarfe haben wir ein betriebswirtschaftliches Finanzierungsmodell entwickelt. Auf Basis historischer und zukünftig geplanter Investitionsvolumina und vor dem Hintergrund regulatorischer Vorgaben und weiterer Annahmen, z.B. zu zukünftiger Kapitalstruktur und Ausschüttungsquote, bestimmt das Modell jährliche Gewinne bzw. Verluste, Kapitalflüsse und Bilanzgrößen. Die Finanzierungsbedarfe lassen sich auf Ebene der Unternehmenscluster ableiten.

Maßgeblicher Input des Modells sind die jährlichen, spartenscharfen historischen und bis 2045 geplanten Netzinvestitionsvolumina je Cluster (siehe Kapitel 3.2.1). Es werden ausschließlich Anlageinvestitionen betrachtet; die integrierten Finanzberechnungen des Modells repräsentieren folglich einzig die Netzinvestitionen. Betriebskosten und weitere Aspekte der Anreizregulierung, die nicht die Kapitalverzinsung betreffen, bleiben unberücksichtigt.

Das Modell unterscheidet drei Sparten – Stromverteilnetze, Gasverteilnetze und Fernwärme. Die Berechnungen erfolgen getrennt voneinander je Cluster und werden in der Gesamtbeurteilung aggregiert. Rund zwei Drittel aller Energieversorgungsunternehmen agieren als Mehrspartenunternehmen (rund die Hälfte als Dreispartenunternehmen) und optimieren ihre Finanzierung spartenübergreifend.

Diese Differenzierung nach Sparten ermöglicht außerdem, auf spartenindividuelle Unterschiede einzugehen – besonders mit Blick auf die Regulierungstiefe. Strom und Gas sind deutlich stärker reguliert als Fernwärme; die Einbeziehung der jeweiligen regulatorischen Rahmenbedingungen und Abschreibungsmodalitäten ist daher unabdingbar. Weitere Vorgaben zur Kapitalvergütung sowie Unterschiede im Geschäfts- und Risikoprofil zwischen den drei

Sparten stellen wir auch im Modell dar (siehe Kapitel 3.1).

Nicht zuletzt ergänzen wir spartenindividuelle Rahmenbedingungen um clusterspezifische Bilanzkennzahlen und Annahmen. Auf Basis historischer Daten lassen sich durchschnittliche Kapitalstrukturen und Ausschüttungsquoten spezifizieren. Darauf aufbauend treffen wir Annahmen über die zukünftige Kapitalstruktur und Ausschüttungsquote je Cluster. In Sensitivitätsrechnungen variieren wir diese Annahmen.

Unsere jahres-, cluster- und spartenscharfe Modellierung stellt damit eine hohe zeitliche Granularität sicher, sodass Aussagen über das zeitliche Auftreten von Fremd- und Eigenkapitalbedarfen getroffen werden können. Im Folgenden werden die Berechnungsdynamiken des Modells tiefergehend erläutert.

2.2. Modellstruktur

Zukünftige Netzinvestitionen können grundsätzlich durch eine Kombination aus einbehaltenden Gewinnen (Innenfinanzierung), Fremdkapitalaufnahme, Eigenkapitalaufnahme sowie in bestimmten Fällen auch durch Zuschüsse finanziert werden.

Der Finanzierungsbedarf im Zeitraum 2026-2045 entspricht somit insgesamt dem Investitionsbedarf in diesem Zeitraum – 627 Milliarden Euro – und teilt sich auf die obigen Finanzierungstypen auf (wobei wir Zuschüsse nicht berücksichtigen; dazu mehr in Kapitel 3 und 4).

Die zwei wesentlichen Stellschrauben für die Zusammensetzung der zukünftigen Finanzierung in unserem Modell sind die Annahmen zur Entwicklung der Fremdkapitalquote sowie der Ausschüttungsquote je Cluster zwischen 2021 und 2045. Wir treffen in den berechneten Sensitivitäten unterschiedliche Annahmen zur

Entwicklung dieser Größen (siehe Kapitel 3).

Für die Innenfinanzierung eines Jahres steht grundsätzlich der verfügbare Geldbestand zum Vorjahresende zur Verfügung. Dieser verändert sich jedes Jahr in Höhe des Kapitalflusses (Cashflow) und wird durch die Dividendenzahlung reduziert. Letztere hängt von der angenommenen Ausschüttungsquote ab.

Somit werden Investitionen im Modell, soweit möglich, über einbehaltene Gewinne finanziert. Nachfolgend wird die Aufnahme zusätzlichen Fremdkapitals genutzt. Die jährliche Fremdkapitalaufnahme ist hierbei durch die jährliche Zielfremdkapitalquote und den sich aus ihr ergebenden Verschuldungsspielraum begrenzt.

Die Eigenkapitalzuführung ist eine residuale Größe im Modell. Kann die Investition nicht alleine über Innenfinanzierung und Fremdkapitalaufnahme finanziert werden, wird Eigenkapital aufgenommen, um die Finanzierungslücke zu schließen. Der jährliche Eigenkapitalbedarf kann auch negativ werden, wenn das für die Innenfinanzierung zur Verfü-

gung stehende Kapital die Investitionen übersteigt. In diesem Fall entspricht der negative Eigenkapitalbedarf einer Rückführung an Kapital. Liegt die aktuelle Fremdkapitalquote nahe der Zielfremdkapitalquote, entspricht die Finanzierungsstruktur der Jahresinvestitionen der Zielfremdkapitalquote, wobei der Eigenkapitalanteil den Innenfinanzierungsbeitrag enthält.

Der jährliche Cashflow aus operativer Tätigkeit entspricht den jährlichen Abschreibungen aus vergangenen Netzinvestitionen sowie der regulatorischen Verzinsung des eingesetzten Eigen- und Fremdkapitals. Der Cashflow aus Investitionstätigkeit entspricht den jährlichen Netzinvestitionen. Der Cashflow aus Finanzierungstätigkeit entspricht der Summe aus Eigen- und Fremdkapitalzuführung reduziert um Fremdkapitaltilgung und -zinskosten. Der Jahresüberschuss ergibt sich aus der Summe der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung und der Differenz aus regulatorischer Fremdkapitalverzinsung und Fremdkapitalkosten.

Die dem Modell zugrunde liegenden Parameter und Rahmenbedingungen werden im folgenden Kapitel 3 näher beschrieben.

3. Regulatorische Rahmenbedingungen und clusterspezifische Parameter

Die betriebswirtschaftliche Modellierung je Cluster basiert auf Annahmen, die sich einerseits aus regulatorischen Vorgaben (3.1) und andererseits aus Rahmenbedingungen je Cluster (3.2) ergeben. Diese bilden zentrale Eingangsdaten für das Modell sowie für die Sensitivitätsanalyse (3.3).

Auf die historischen und zukünftigen Investitionsvolumina je Sparte und Cluster gehen wir unter den clusterspezifischen Parametern kurz ein, verweisen für eine ausführliche Diskussion aber auf die Gemeinschaftsstudie, da die Berechnung durch die Projektpartner erfolgte.

3.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Mit der EnWG-Novelle 2005 übernahm die Bundesnetzagentur erstmals eine zentrale Rolle in der bundesübergreifenden Regulierung der Sparten Strom und Gas (EnWG 2005). Zuvor erfolgte die Netzregulierung dezentral über die Verbändevereinbarungen Strom (VVGStrom) und Gas (VVGas) (Heuterkes & Janssen 2008).

Während der Bereich Fernwärme trotz zunehmender Regulierung weiterhin nur schwach reguliert ist – unter anderem, weil es im Wärmesektor keine Entflechtung von Erzeugung, Netz und Vertrieb gibt und somit keine sektorspezifische Regulierung der Netzentgelte etabliert wurde – unterliegen die Sparten Strom und Gas einer starken Regulierung.

Zentrale regulatorische Grundlagen bilden die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur im Rahmen des NEST-Prozesses („Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“) über das letzte Jahr Anpassungen des Anreizregulierungsrahmens erarbeitet, die ab 2028 (Gas) beziehungsweise ab 2029 (Strom) gelten sollen (Bundesnetzagentur 2025a). Die Sparte Fernwärme ist geregelt durch das Wärmenetzausbaugesetz und die Allgemeinen Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV). Sie wird zudem im Rahmen des KWKG sowie der Bundes-

förderung Effiziente Wärme gefördert (BEW 2022; KWKG). Staatliche Zuschüsse werden in unserem Modell nicht berücksichtigt, da sie neben Anschaffungskosten auch operative Kosten (v.a. Wärmeerzeugung) betreffen.

Kapitel 5 diskutiert diesen Ansatz vor dem Hintergrund der Ergebnisse. Die folgenden Parameter und Annahmen wurden in das betriebswirtschaftliche Modell integriert. Sie betreffen unter anderem die Abschreibungen (3.1.1), die Eigen- und Fremdkapitalverzinsung (3.1.2) sowie die Kapitalstruktur im Kontext der regulatorischen Renditebestimmung (3.1.3).

3.1.1 Abschreibungen

Für die Ermittlung der Abschreibungen wurde die steuerrechtliche AfA-Tabelle für die Energie- und Wasserversorgung (Bundesministerium der Finanzen 1995) als Grundlage herangezogen. Im Rahmen der Modellkalibrierung erfolgte eine Überprüfung und geringfügige Anpassung der Abschreibungsdauern für die Sparten Strom und Gas, sodass die daraus resultierenden Restwerte mit den von der Bundesnetzagentur publizierten Restwerten für die Jahre 2019-2023 konsistent sind (Bundesnetzagentur 2025b).

Die Abschreibungen beruhen auf einer jährlich ermittelten Abschreibungsbasis, die sich als laufende Summe der Investitionen der vergangenen t Jahre bis zum jeweiligen Betrachtungsjahr ergibt; der Betrachtungszeitraum entspricht der unterstellten Nutzungsdauer.

Während wir für die Sparten Strom und Fernwärme linear abschreiben, beachten wir für die Sparte Gas die regulatorischen Anpassungen aus der KANU 2.0 Regulierung (Bundesnetzagentur 2024). Die Gasinfrastruktur soll demnach im Regelfall bis 2045 abgeschrieben werden. Gasverteilnetzbetreiber erhalten zudem ab 2025 die Option, zwischen einer degressiven und einer linearen Abschreibungsmethode zu wählen. Laut Bundesnetzagentur machen von der degressiven Abschreibung bislang rund ein

Fünftel der Gasverteilnetzbetreiber Gebrauch ([Bundesnetzagentur 2025a](#)).

Wir parametrisieren unser Modell dahingehend, dass in der Sparte Gas auf die lineare Abschreibung umgestellt wird, wenn diese die degressive übersteigt. Für die degressive Abschreibung nehmen wir einen Abschreibungssatz von 8 Prozent vom Restwert an, der dem unteren Ende des regulatorisch zulässigen Korridors – 8 bis 12 Prozent – entspricht ([Bundesnetzagentur 2024](#)).

Die Aufteilung des Abschreibungsbetrags in einen eigenkapital- und einen fremdkapitalbezogenen Anteil erfolgt über eine mit den historischen Investitionsvolumina gewichtete, rollierende Fremdkapitalquote.

3.1.2 Eigenkapital- und Fremdkapitalzinsen

Die Eigen- und Fremdkapitalzinssätze wurden den Beschlüssen der Beschlusskammern der Bundesnetzagentur entnommen und ins Modell integriert ([Bundesnetzagentur 2025c](#)). Die Beschlusskammern legen für jede Regulierungsperiode die Kapitalzinssätze verbindlich fest, die über die Netzentgelte als regulierte Rendite vereinnahmt werden können.

Für die Sparten Strom und Gas differenziert die Bundesnetzagentur beim Eigenkapitalzins zwischen Altanlagen (Inbetriebnahme vor 2006) und Neuanlagen (Inbetriebnahme ab 2006). Für Fernwärme wird keine solche Differenzierung vorgenommen. Wir nehmen für die Fernwärme einen Risikoaufschlag von 4 Prozentpunkten oberhalb der Fremdkapitalverzinsung der Sparte Strom an. Dies ist im Einklang mit dem Pauschalwert für den internen Zinsfuß für Fernwärme ([AGFW 2025](#)).

Sofern keine verbindlichen Vorgaben der Bundesnetzagentur vorliegen, werden die Eigen- und Fremdkapitalzinssätze auf Grundlage der von der Bundesnetzagentur definierten Berechnungssystematik eigenständig hergeleitet und in das Modell integriert:

Der Eigenkapitalzinssatz ergibt sich durch die Summe aus risikolosem Zinssatz und einem

Wagniszuschlag. Der risikolose Zinssatz berechnet sich aus dem gleitenden 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Der Wagniszuschlag wird durch einen CAPM-Ansatz durch die Bundesnetzagentur hergeleitet. Für die Periode vor 2006 wurde ein gleichbleibender Wagniszuschlag angenommen, der dem in 2008 durch die Bundesnetzagentur ermittelten Wert von 3,59 Prozent gleicht ([Bundesnetzagentur 2008](#)).

Zur Ableitung der Eigenkapitalzinssätze ab der kommenden Regulierungsperiode wurden die für die aktuelle Periode geltenden Eigenkapitalvergütungssätze als Basis herangezogen. Zudem wurde eine antizipierte Anhebung um 0,6 Prozentpunkte berücksichtigt, resultierend aus der Umstellung auf das arithmetische Mittel im Rahmen der methodischen Anpassungen im NEST-Prozess. Zusätzlich wurde der Anstieg des allgemeinen Zinsniveaus einbezogen, approximiert über die Jahresmittel der Renditen inländischer Schuldverschreibungen für die Jahre 2020 bis 2025. Daraus ergibt sich ein Zuwachs um rund 1,7 Prozentpunkte.

Der Fremdkapitalzinssatz wird hingegen aus den Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen abgeleitet. Dabei fließen sowohl Anleihen der öffentlichen Hand als auch Unternehmensanleihen (Nicht-MFIs) in die Datengrundlage ein. Die Renditen werden – analog zum Eigenkapital – über die jeweils letzten zehn Kalenderjahre gemittelt. Unternehmensanleihen werden dabei gegenüber öffentlichen Anleihen im Verhältnis 2:1 gewichtet.

Da im Modell ausschließlich die Abgeltungssteuer berücksichtigt wird, erfolgt die Kalibrierung des Eigenkapitalzinssatzes konsequent auf Nachsteuerbasis. Es wurden zudem homogene Refinanzierungskosten für die Gesamtheit der Unternehmen angenommen.

3.1.3 Kapitalstruktur im Kontext der regulatorischen Renditebestimmung

Die Bezugsgröße für die über die Netzentgelte erstatteten Eigen- und Fremdkapitalkosten wird ebenfalls durch die Bundesnetzagentur

reguliert. Im derzeitigen Regulierungsrahmen ist der Kapitalanteil, der mit dem Eigenkapitalzinssatz vergütet wird, nach oben auf 40 Prozent gedeckelt; nach unten ist er flexibel. Der mit dem Fremdkapitalzinssatz vergütete Anteil ergibt sich als Differenz zwischen Gesamtkapital und Eigenkapital.

Im Rahmen des NEST-Prozesses erfolgt eine Umstellung auf einen WACC-basierten Ansatz. Dieser gilt ab der Regulierungsperiode 2028 (Gas) bzw. 2029 (Strom) und wird im Modell entsprechend berücksichtigt. Künftig wird das Gesamtkapital mit einem gewichteten Kapitalkostensatz vergütet, dem eine pauschale Eigenkapitalquote von 40 Prozent zugrunde liegt.

Diese Anpassung in der Regulatorik verändert die Anreize hinsichtlich der kosteneffizienten Kapitalstruktur für Netzbetreiber. Während der frühere Ansatz eine regulatorische Eigenkapitalquote von unter 40 Prozent grundsätzlich nicht belohnte, bietet der pauschale WACC-Ansatz Anreize, die Eigenkapitalquote unter 40 Prozent abzusenken, um so die Differenz aus Eigen- und Fremdkapitalverzinsung als zusätzliche Rendite zu erhalten.

3.2 Clusterspezifische Parameter

Neben den regulatorischen Vorgaben stützen sich die Modellierungen der Finanzierungsbedarfe auf drei zentrale Inputfaktoren je Cluster: die Investitionspfade (3.2.1), der mögliche Verschuldungsgrad (3.2.2) sowie die Ausschüttungsquoten der Unternehmen (3.2.3).

3.2.1 Investitionspfade

Die historischen Investitionsvolumina (vor 2025) wurden spartenscharf aus den Investi-

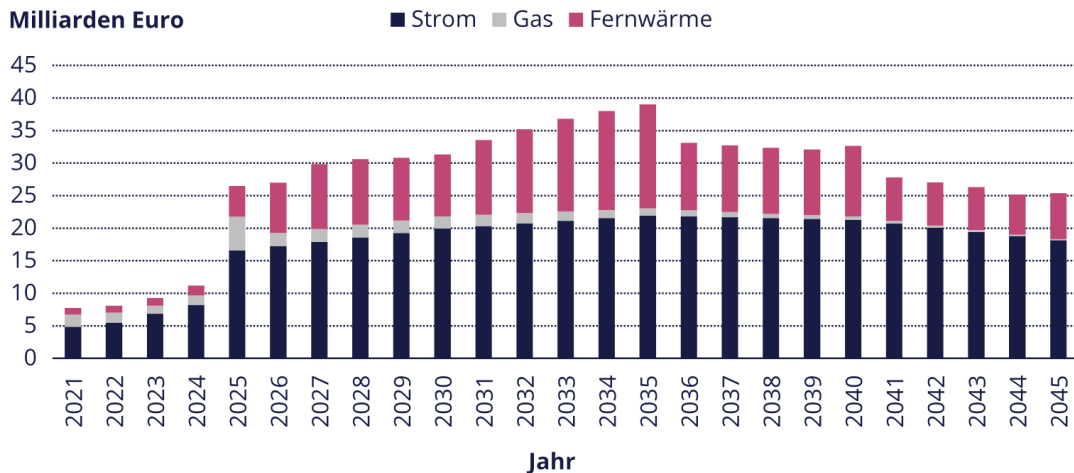
onsstatistiken des Statistischen Bundesamts für die Energie- und Wasserversorgung abgeleitet ([Statistisches Bundesamt 2025](#)) und um aktuellere Datenreihen des BDEW (Fernwärme) sowie der Bundesnetzagentur (Strom und Gas) ergänzt ([BDEW 2025](#); [Bundesnetzagentur 2025d](#)). In der historischen Betrachtung zeigt sich ein deutlich erhöhtes Investitionsniveau in den 1990er-Jahren, das in den 2000er-Jahren spürbar abfiel und seitdem wieder steigt.

Die Investitionspfade aus Agora Energiewende ([2024](#)) und IMK ([2024](#)) bilden die zentrale Datengrundlage für die Investitionsvolumina ab 2025 und weisen bis 2045 ein kumuliertes Investitionsvolumen von 627 Milliarden Euro aus (nominal). Die Nominalisierung der ursprünglich real vorliegenden Daten erfolgte mithilfe des Basisjahres 2023 und einer unterstellten jährlichen Inflationsrate von 2 Prozent ab 2025.

Sowohl die historischen als auch die zukünftig geplanten Investitionsvolumina wurden den Energieversorgungsunternehmen zugeordnet und für die clusterspezifische Modellierung gemäß Clustern aggregiert. Die Zuordnung erfolgte über eine Verknüpfung der Haushaltsdaten mit den Konzessionsgebieten für Strom und Gas, wodurch sich die versorgten Kommunen den jeweiligen Unternehmen eindeutig zuordnen ließen. Für Fernwärme erfolgte die Zuordnung über die Angaben der zukünftigen Fernwärmekunden durch Kommunen. Auf dieser Grundlage konnten den Unternehmen schließlich durchschnittliche Investitionsbedarfe für den Umbau ihrer Strom-, Gas- und Wärmenetze zugewiesen werden. Weitere Informationen zur Modellierung der Investitionen per Energieversorgungsunternehmen sind der Gemeinschaftsstudie zu entnehmen ([Agora Energiewende u. a. 2025](#)).

Jährliche Investitionsvolumina

Nominal



Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 1: Jährliche Investitionsvolumina; **Quellen:** Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024); Nominalisierung mit Basisjahr 2023 unter zukünftiger Inflationsannahme von 2 Prozent.

3.2.2 Verschuldungsgrad

Für das Jahr 2021 liegt uns ein Datenset mit den Bilanzkennzahlen von 854 Verteilnetzbetreibern vor. Es umfasst neben den Bilanzsummen auch die jeweiligen Fremd- und Eigenkapitalquoten sowie Investitionszahlen der Energieversorgungsunternehmen. Die Energieversorgungsunternehmen wurden gemäß Bilanzgröße, Eigenkapitalquote und Eigentümerschaft in sieben Cluster eingeteilt. Ausführliche Informationen zur Methodik und den einzelnen Clustern finden sich in Kapitel 3.1 der Gemeinschaftsstudie (Agora Energiewende u. a. 2025).

Zentral für die Berechnungen sind die angenommene Fremdkapitalquote je Cluster und der sich daraus ableitende zusätzliche Verschuldungsspielraum. Die clusterspezifische Fremdkapitalquote ergibt sich als Mittel der Fremdkapitalquoten der Unternehmen im Cluster, wobei die Bilanzsumme jedes Unternehmens als Gewichtung dient.

Der Verschuldungsgrad der betrachteten Unternehmen variiert stark. Im Median liegt die Fremdkapitalquote bei 62 Prozent; die Spannweite reicht von unter 20 Prozent bis über 80

Prozent. Auf Clusterebene zeigt sich eine ähnliche Heterogenität: Die Fremdkapitalquoten reichen von lediglich 18 Prozent bei wohlhabenden Stadtwerken bis zu 88 Prozent bei hochverschuldeten Stadtwerken.

Für die Modellierung wurden Anpassungen an der Fremdkapitalquote ab 2021 vorgenommen. Im Base Case wurde die Fremdkapitalquote auf einen Korridor von mindestens 60 Prozent bis maximal 80 Prozent angehoben bzw. abgesenkt. Dies entspricht marktüblichen Finanzierungsstrukturen in der kommunalen Energiewirtschaft, nicht zuletzt auch die kalkulatorische Verzinsung des Eigenkapitals. Zudem wurde für die Sparte Fernwärme eine 10 Prozentpunkte niedrigere Fremdkapitalquote angenommen, um das höhere Risikoprofil der Sparte abzubilden.

3.2.3 Ausschüttungspolitik

Als weiterer wichtiger Inputfaktor wird die Ausschüttungsquote berücksichtigt, also der Anteil des Jahresergebnisses, der – etwa über Gewinnabführungsverträge – an die Gesellschafter ausgeschüttet wird. Die Ausschüttungsquote wurde anhand eines Samples von Unternehmen je Cluster ermittelt.

Ab 2021 nehmen wir für die Sparte Gas eine 10 Prozentpunkte höhere Ausschüttungsquote an – nicht zuletzt aufgrund ihrer Rolle bei der Finanzierung anderer Sparten in vielen Mehrspartenunternehmen.

3.3 Sensitivitätsanalyse

Wir haben zusätzlich fünf Sensitivierungen berechnet: eine höhere Fremdkapitalquote (1), eine niedrigere Ausschüttungsquote (2), die Kombination beider Anpassungen (3), eine höhere Eigenkapitalverzinsung (4) sowie ein variierendes Investitionsniveau (5). Strukturelle Änderungen des Modells wurden dabei nicht vorgenommen. Die Ergebnisse der Sensitivitäten werden in Kapitel 4 dargestellt.

In den Sensitivitäten 1 bis 3 simulieren wir eine Erhöhung der Fremdkapitalquote um 20 Prozentpunkte bzw. eine Reduktion der Ausschüttungsquote um 20 Prozentpunkte. Dabei setzen wir eine maximale Verschuldungsquote von 80 Prozent und eine minimale Ausschüttungsquote von 0 Prozent als Grenzen.

In Sensitivität 4 unterstellen wir einen Eigenkapitalzinsaufschlag, um etwaige Ergebnisbeiträge aus der Differenz zwischen Erlösobergren-

zen und tatsächlichen Kosten abzubilden. Wir stützen uns dabei auf Erkenntnisse der Bundesnetzagentur, wonach etwa 60 überwiegend privat gehaltene Energieversorgungsunternehmen zwischen 2010 und 2024 handelsrechtliche Renditen von rund 14 Prozent (Strom) bzw. 20 Prozent (Gas) erzielen konnten. Da unsere Analyse die Gesamtheit der Energieversorgungsunternehmen umfasst, entscheiden wir uns für einen moderaten Zuschlag auf den regulierten Eigenkapitalzinssatz von +3 Prozentpunkten für Strom und +5 Prozentpunkten für Gas.

Mit Blick auf die kürzlich veröffentlichten Finanzmodellierung der Beratungsgesellschaft PwC (2025) im Auftrag der KfW führen wir eine zusätzliche Sensitivierung der Investitionszahlen durch. In Sensitivität 5 gleichen wir unsere Investitionszahlen für die Sparten Strom und Fernwärme an die Investitionsschätzungen von PwC (2025) an, um eine bessere Vergleichbarkeit herzustellen und gleichzeitig der Unsicherheit der Investitionspfade Rechnung zu tragen.

Die jeweiligen Ausschüttungs- und Fremdkapitalquoten im Base Case und der Sensitivitäten 1 bis 3 sind dem Anhang zu entnehmen.

4. Modellierungsergebnisse

Kapitel 4 beschreibt die Modellierungsergebnisse, also die Finanzierungsbedarfe, die im Zeitraum 2026 bis 2045 zur Deckung der angenommenen Investitionsvolumina entstehen.

Zunächst präsentieren wir die Ergebnisse des Base Cases (4.1), anschließend die Resultate der fünf Sensitivitäten: eine höhere Fremdkapitalquote (4.2), eine niedrigere Ausschüttungsquote (4.3), die Kombination beider Anpassungen (4.4), eine höhere Eigenkapitalverzinsung (4.5) sowie ein variierendes Investitionsniveau (4.6).

Für jede Variante zeigen wir die aggregierten Finanzierungsbedarfe, unterteilt in Innenfinan-

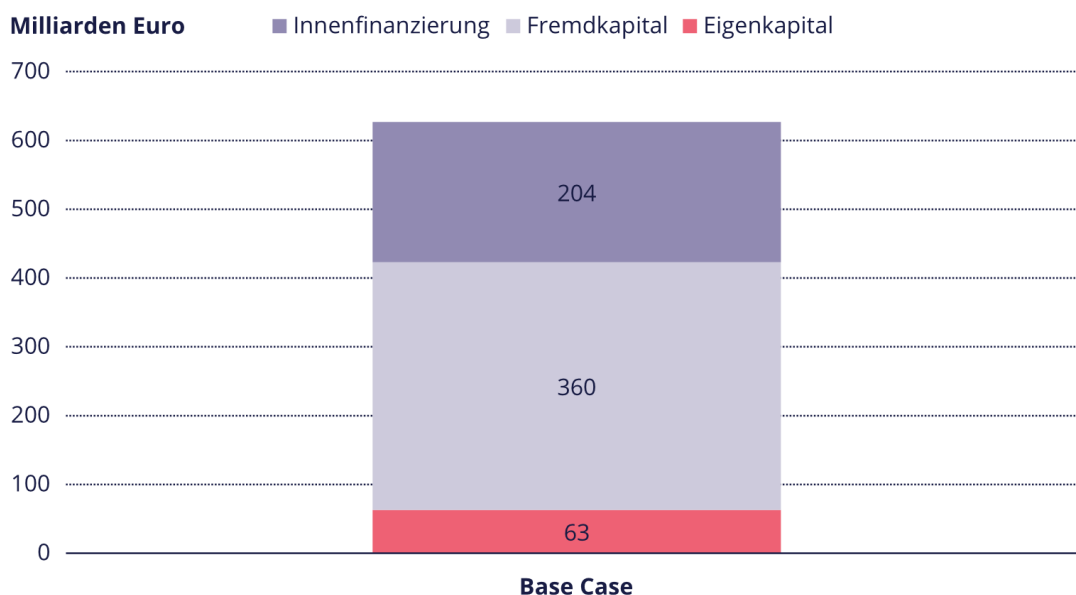
zierungsbeiträge sowie Kapitalzuführungen in Form von Fremd- und Eigenkapital. Auf eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse nach Clustern verzichten wir, da dieser Bestandteil der Gemeinschaftsstudie ist (siehe Kapitel 3 in [Agora Energiewende u. a. 2025](#)).

4.1 Base Case

Im Base Case ergibt sich für die Energieversorgungsunternehmen ein externer Finanzierungsbedarf von 424 Milliarden Euro bis 2045. Davon entfallen 360 Milliarden Euro auf Fremdkapital und 63 Milliarden Euro auf Eigenkapital. Der Innenfinanzierungsbeitrag liegt bei 204 Milliarden Euro (Abbildung 2)

Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf 2026-2045, Base Case

Nominal



Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 2: Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf 2026-2045, Base Case; **Quellen:** Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024); Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten per Cluster siehe Anhang.

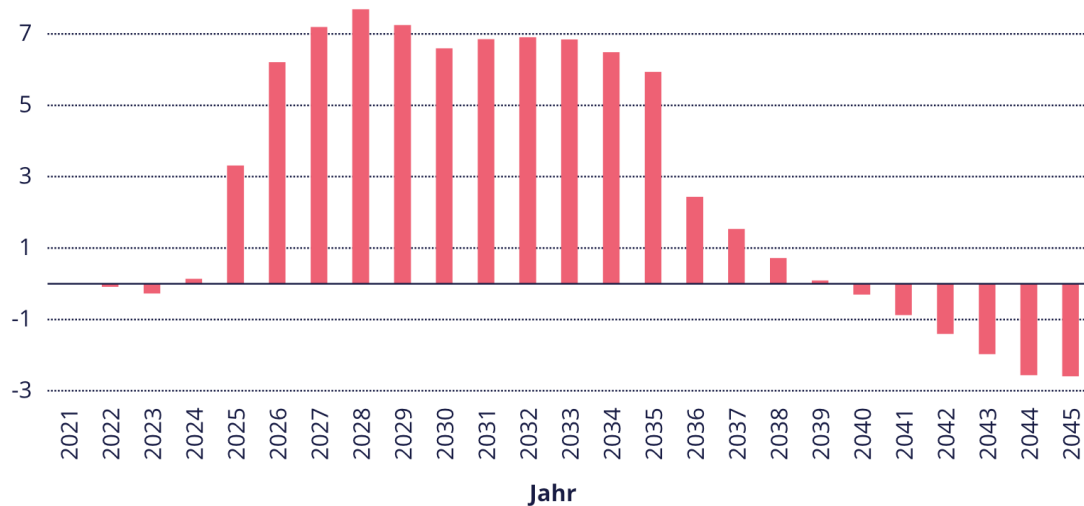
Der Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital konzentriert sich vor allem auf den Zeitraum bis 2035 und erreicht in dieser Phase rund 68 Milliarden Euro (Abbildung 3). Diese zeitliche Balung ergibt sich aus dem angenommenen Investitionspfad und der nur schrittweise zunehmenden Innenfinanzierungskraft.

Ab 2040 werden die Gesamtbedarfe an zusätzlichem Eigenkapital negativ, sodass über das reguläre Ausschüttungsniveau hinaus Kapital an die Eigentümer zurückgeführt werden kann. Spartenspezifisch zeigt sich ein differenziertes Bild: Für den Ausbau der Strom- und Wärmenetze wird zusätzliches Eigenkapital benötigt, während aus der Sparte Gas Kapitalrückflüsse entstehen.

Clusterübergreifende Eigenkapitalzuschussbedarfe 2021-45, Base Case

Nominal

Milliarden Euro



Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 3: Clusterübergreifende Eigenkapitalzuschussbedarfe 2021-2045, Base Case; **Quellen:** Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024)

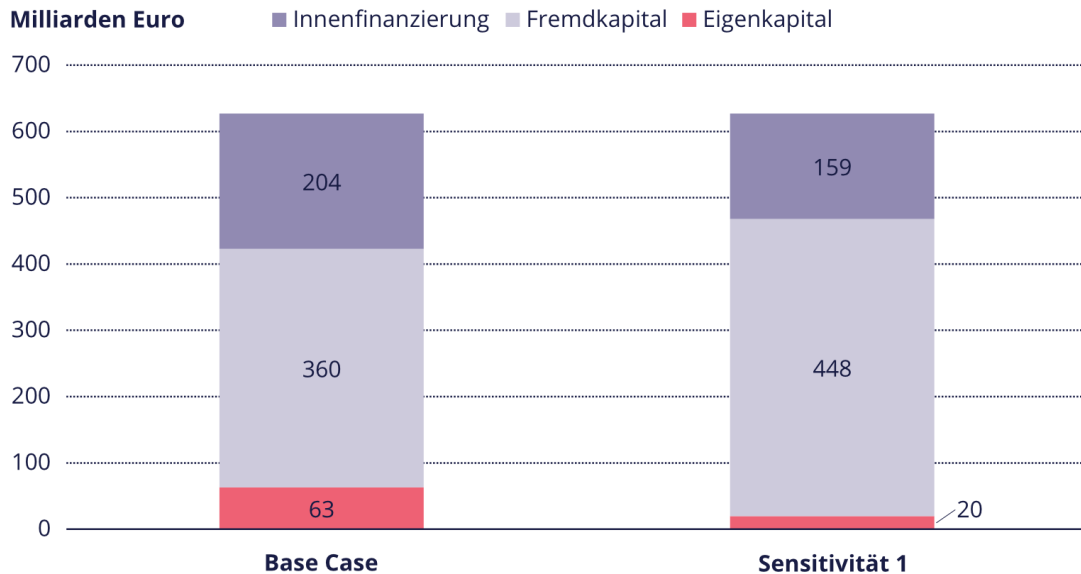
4.2 Sensitivität 1: Höhere Fremdkapitalquote

Für diese Sensitivität wird eine Erhöhung der Fremdkapitalquote je Cluster um 20 Prozentpunkte – gedeckelt bei maximal 80 Prozent bzw. 70 Prozent (für Wärme) – angesetzt.

Gegenüber dem Base Case steigt die Fremdkapitalaufnahme um 88 Milliarden Euro auf 448 Milliarden Euro bis 2045. Die Eigenkapitalaufnahme sinkt um 69 Prozent auf 20 Milliarden Euro. Auch die Innenfinanzierung sinkt um 45 Milliarden Euro auf insgesamt 159 Milliarden Euro bis 2045.

Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf 2026-2045, Base Case und Sensitivität 1

Nominal



Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 4: Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf 2026-2045, Base Case und Sensitivität 1; **Quellen:** Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024); Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten per Cluster siehe Anhang; Sensitivität 1 = höhere FK-Quote.

Dies liegt daran, dass im Zuge der höheren Fremdkapitalfinanzierung die Erträge aus der Eigenkapitalfinanzierung moderat zurückgehen. Zudem kann ab 2035, wenn die Investitions- und Finanzierungsbedarfe im Zeitverlauf deutlich sinken, mehr Eigenkapital zurückgeführt werden, was ebenso zu geringeren Erträgen aus der Eigenkapitalvergütung beiträgt.

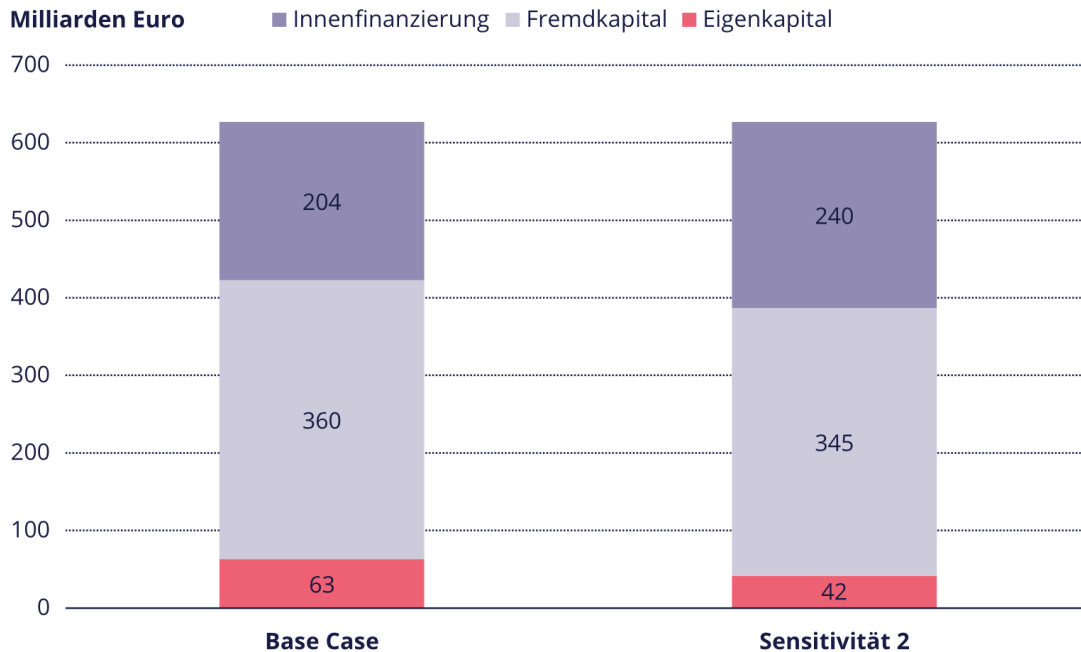
4.3 Sensitivität 2: Niedrigere Ausschüttungsquote

Für diese Sensitivität wird eine um 20 Prozentpunkte reduzierte Ausschüttungsquote angenommen, wobei die Innenfinanzierung auf maximal 100 Prozent begrenzt bleibt.

Insgesamt zeigt Sensitivität 2, dass eine niedrigere Ausschüttungsquote die Innenfinanzierung der Cluster um 36 Milliarden Euro auf insgesamt 240 Milliarden Euro erhöht. Dies wirkt sich auf den zusätzlichen Eigenkapitalbedarf aus: Mit einer Reduktion um 21 Milliarden Euro liegt dieser 34 Prozent unter dem Base Case. Dennoch bleibt ein Eigenkapitalzuschuss von knapp 42 Milliarden Euro erforderlich. Auch der zusätzliche Fremdkapitalbedarf geht zurück: Er fällt rund 15 Milliarden Euro niedriger aus als im Base Case und beträgt 345 Milliarden Euro.

Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf 2026-2045, Base Case und Sensitivität 2

Nominal



Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 5: Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf 2026-2045, Base Case und Sensitivität 2; **Quellen:** Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024); Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten per Cluster siehe Anhang; Sensitivität 2 = höhere Innenfinanzierung.

4.4 Sensitivität 3: Höhere Fremdkapitalquote & niedrigere Ausschüttungsquote

Gemäß den ersten beiden Sensitivitäten wird in Sensitivität 3 eine Kombination aus erhöhter Fremdkapitalquote und reduzierter Ausschüttungsquote angenommen.

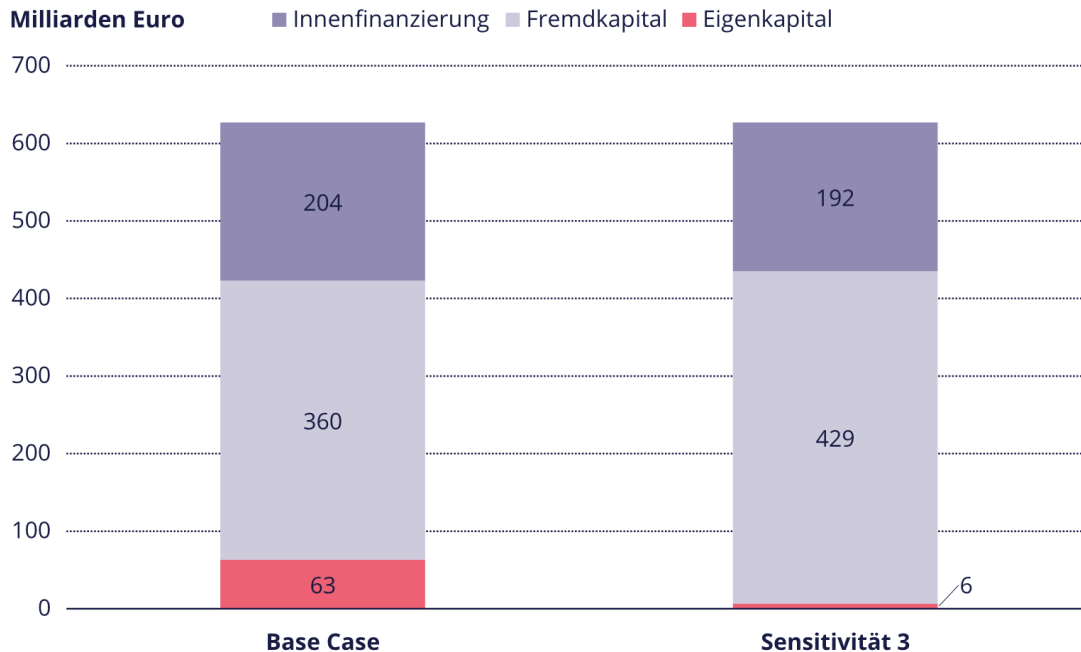
Insgesamt führt die unterstellte Kombination der Anpassungen aus Sensitivität 1 und 2 zu einer deutlichen Reduktion des zusätzlichen Eigenkapitalbedarfs um 57 Milliarden Euro bzw. 90 Prozent. Dennoch verbleibt ein Eigenkapitalbedarf von rund 6 Milliarden Euro. Gleichzeitig fällt die Innenfinanzierung rund 12 Milliarden Euro niedriger aus als im Base Case, während

die Fremdkapitalaufnahme deutlich steigt: Sie erhöht sich um 69 Milliarden Euro auf insgesamt 429 Milliarden Euro.

Sensitivität 3 verdeutlicht einen interaktiven Wirkmechanismus: Trotz der niedrigeren Ausschüttungsquote sinkt die Innenfinanzierung geringfügig, denn die ausgeweitete Fremdfinanzierung reduziert den Gesamtbeitrag der Eigenkapitalfinanzierung (Innenfinanzierung und zusätzliches Eigenkapital). Im Vergleich zur Sensitivität 1 (nur Erhöhung der Fremdkapitalfinanzierung) verschiebt sich die Eigenkapitalfinanzierung zugunsten der Innenfinanzierung.

Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf 2026-2045, Base Case und Sensitivität 3

Nominal



Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 6: Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf 2026-2045, Base Case und Sensitivität 3; **Quellen:** Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024); Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten per Cluster siehe Anhang; Sensitivität 1 = höhere FK-Quote und Sensitivität 2 = höhere Innenfinanzierung.

4.5 Sensitivität 4: Eigenkapital-Zinsaufschlag

In Sensitivität 4 wird ein Eigenkapitalzuschlag parametrisiert: +3 Prozentpunkte für Strom sowie +5 Prozentpunkte für Gas. Wir sensitivieren sowohl den Base Case als auch die Sensitivitäten 1-3 mit der höheren Eigenkapitalrendite.

Insgesamt zeigt sich, dass der Zinsaufschlag die Innenfinanzierung in allen Fällen erhöht; der Effekt ist allerdings am größten, wenn gleichzeitig die Ausschüttungsquote reduziert wird (Sensitivität 2 und 3).

Gegenüber dem Base Case ohne Zinsaufschlag steigt die Innenfinanzierung im Base Case mit Zinsaufschlag auf 228 Milliarden Euro (+24 Milliarden Euro). Der Eigenkapitalbedarf sinkt auf 47 Milliarden Euro (-16 Milliarden Euro), während der Fremdkapitalbedarf auf 352 Milliarden Euro fällt (-8 Milliarden Euro).

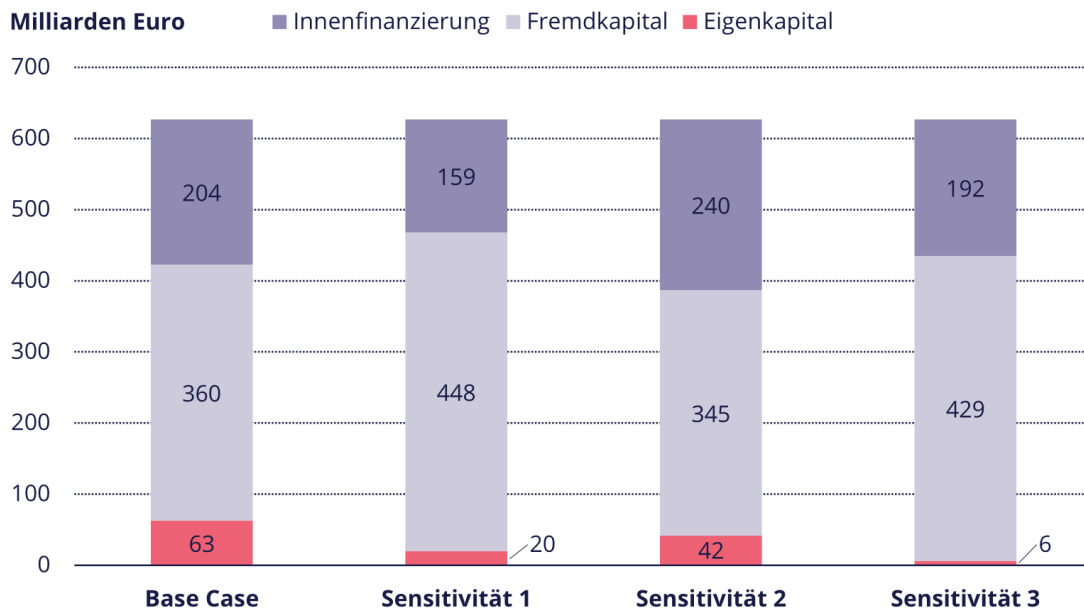
Unter der Annahme einer erhöhten Fremdkapitalquote (wie in Sensitivität 1) reduziert sich der Eigenkapitalbedarf auf 9 Milliarden Euro (-38 Milliarden Euro), was rund 10 Milliarden Euro weniger ist als im Szenario ohne Zinsaufschlag (siehe Kapitel 5.2).

Bei einer abgesenkten Ausschüttungsquote (wie in Sensitivität 2) sinkt der Eigenkapitalbedarf auf 24 Milliarden Euro (-23 Milliarden Euro) und damit um rund 18 Milliarden Euro stärker als im Szenario ohne Zinsaufschlag (siehe Kapitel 5.3).

Die Kombination beider Sensitivierungen (wie in Sensitivität 3) führt zu einer Reduktion des Eigenkapitalbedarfs um 48 Milliarden Euro auf unter null. Im Zeitraum 2026 bis 2035 besteht jedoch weiterhin ein vorübergehender Eigenkapitalbedarf von 19 Milliarden Euro.

Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf je Sensitivität 2026-2045

Nominal

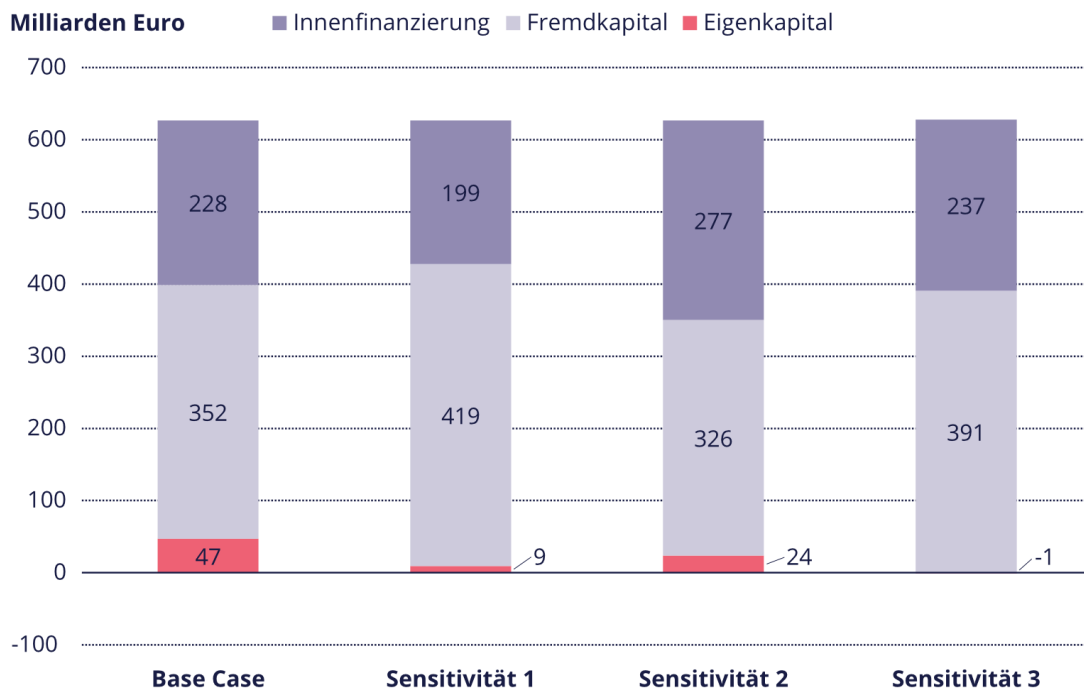


Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf je Sensitivität 2026-2045, inklusive EK-Zinsaufschlag

Nominal



Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 7 und 8: Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf je Sensitivität 2026-2045, inklusive EK-Zinsaufschlag;
Quellen: Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024); Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten per Cluster siehe Anhang; Sensitivität 1 = höhere FK-Quote und Sensitivität 2 = höhere Innenfinanzierung.

4.6 Sensitivität 5: Variierende Investitionen

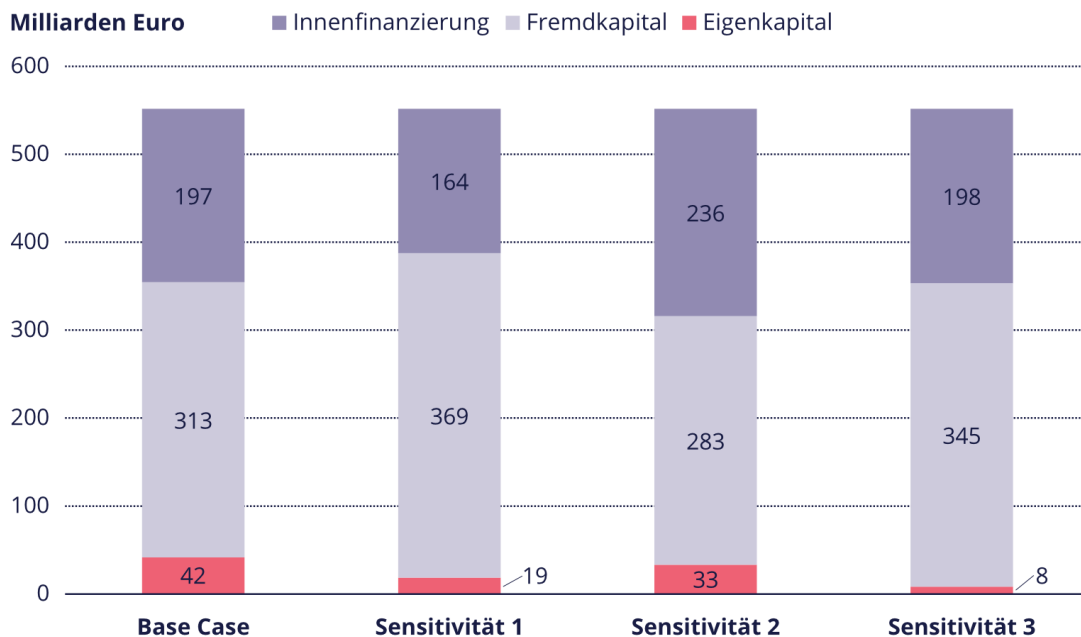
In Sensitivität 5 skalieren wir das Gesamtinvestitionsvolumen für die Sparten Strom und Wärme auf die angenommen Gesamtinvestitionsvolumina der PwC-Studie (vgl. Kapitel 3).

Im Ergebnis ergibt sich bis 2045 ein Gesamtinvestitionsvolumen von 552 Milliarden Euro (rund 12 Prozent niedriger als im Base Case): 279 Milliarden Euro entfallen auf die Fernwärme, 251 Milliarden Euro auf den Strombereich und 21 Milliarden Euro auf Gas.

Auf Basis des angepassten Investitionsvolumens ergibt sich bis 2045 ein Eigenkapitalbedarf von rund 42 Milliarden Euro – ein Rückgang um 21 Milliarden Euro oder ein Drittel. Dieser Wert liegt nahe an dem durch PwC ermittelten Eigenkapitalbedarf von 47 Milliarden Euro. Die zusätzliche Fremdkapitalaufnahme und die Innenfinanzierung fallen mit 313 Milliarden Euro (–13 Prozent) beziehungsweise 197 Milliarden Euro (–3 Prozent) ebenfalls geringer aus als in unserem Base Case mit höherem Investitionsvolumen.

Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf je Sensitivität 2026-2045, inklusive Sensitivierung der Investitionen

Nominal



Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 9: Clusterübergreifender Gesamtfinanzierungsbedarf je Sensitivität 2026-2045; inklusive Sensitivierung der Investitionen; **Quellen:** Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024); Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten per Cluster siehe Anhang; Sensitivität 1 = höhere FK-Quote und Sensitivität 2 = höhere Innenfinanzierung.

5. Ergebnisdiskussion

5.1 Einordnung der Ergebnisse im Kontext unserer Annahmen

In den folgenden Abschnitten diskutieren wir die Modellierungsergebnisse im Kontext unserer Annahmen (Kapitel 2 und 3).

5.1.1 Keine Berücksichtigung von OPEX

Die Berechnung der Kapitalbedarfe berücksichtigt nur Anschaffungsinvestitionen (CAPEX) und lässt operative Kosten (OPEX) vollständig außer Betracht. Da die regulatorische Verzinsung in den Sparten Strom und Gas nur auf CAPEX und nicht auf OPEX anfällt, ist diese Vereinfachung gerechtfertigt und hat keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse. Tendenziell dürften die Ergebnisse durch die Nichtberücksichtigung der OPEX sogar unterschätzt werden, da die beeinflussbaren OPEX dem Effizienzvergleich unterliegen und somit ein Teil der Netzbetreiber weniger als 100% der beeinflussbaren OPEX durch die Erlösobergrenze erstattet bekommt.

5.1.2 Keine Berücksichtigung der „Anreizregulierung“

Zwar berücksichtigt unser Modell die regulatorischen Anforderungen hinsichtlich der Kapitalverzinsung. Doch das zentrale Feature der Anreizregulierung – das System der Kostenanerkennung und Erlösobergrenze inklusive diverser Effizienzanreize – bleibt unberücksichtigt.

In der Tendenz dürfte dies unsere Schätzungen der externen Kapitalbedarfe im Base Case überschätzen. Denn die Vergangenheit hat gezeigt, dass Netzbetreiber im Schnitt ihren Informationsvorteil im Rahmen des Kostenanerkennungsprozesses nutzen, um Kosten hoch anzusetzen und so zusätzliche Gewinne zu erzielen. Die von der Bundesnetzagentur für 60 Unternehmen ermittelten handelsrechtlichen Renditen von 14 Prozent (Strom) bzw. 20 Prozent (Gas) deuten hierauf hin. Durch die höheren Renditen steigt die Innenfinanzierungskraft und reduziert so die Notwendigkeit externen Kapitalzuführung.

Die von uns vorgenommene Sensitivierung des Eigenkapitalzinssatzes ermöglicht es uns, die Auswirkung höherer Renditen zu verstehen: Mit den von uns angenommen Zinsaufschlägen sinkt der Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital von 63 auf 47 Milliarden Euro (siehe Kapitel 4.5); die Effekte fallen jedoch je nach Unternehmenscluster sehr unterschiedlich aus.

5.1.3 Annahme der Querfinanzierung

Das Modell differenziert zwischen den Sparten Strom, Gas und Wärme und errechnet spartenscharfe Finanzierungsbedarfe; die aggregierten Bedarfsschätzungen je Cluster summieren diese Spartenbedarfe jeweils auf. Dies führt dazu, dass die nach 2035 auftretenden negativen Eigenkapitalbedarfe in der Sparte Gas mit den positiven Bedarfen der Sparten Strom und Wärme verrechnet werden.

Da nicht alle Unternehmen in allen drei Sparten tätig sind, unterschätzt unser Vorgehen die zusätzlichen Eigenkapitalbedarfe je Cluster. Denn in den Fällen, in denen die Sparte Gas separat und vollständig unabhängig von den anderen Sparten geführt wird, stehen mögliche Rückflüsse nicht zur Querfinanzierung bereit.

5.1.4 Keine Berücksichtigung von Steuern

Gewerbe- und Körperschaftsteuern werden im Modell als durchlaufende Posten behandelt und daher nicht gesondert berücksichtigt. Diese Annahme folgt der Ausgestaltung der Anreizregulierungsverordnung, nach der entsprechende Steueraufwendungen pauschal über einen Aufschlag auf den Netto-Eigenkapitalzins vergütet werden. Das Modell verwendet folglich den Netto-Eigenkapitalzins als Verzinsungsfaktor für das Eigenkapital.

Da die Gewerbesteuer an Kommunen fließt und viele Energieversorger in kommunaler Hand sind, kann dieses Einkommen auch zur Stärkung der Energieversorger eingesetzt werden – jedoch nicht zwangsläufig. Wir berücksichtigen diese Möglichkeit folglich nicht.

5.1.5 Annahmen zu Eigenkapitalrenditen

Das Niveau der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist – wie bereits erläutert – ein zentraler Renditetreiber der Energieversorgungsunternehmen. Die grundsätzliche Wirkungsdynamik eines veränderten Zinsniveaus wird durch die Sensitivierung des Eigenkapitalzinssatzes veranschaulicht (siehe Kapitel 4.5).

Entsprechend hängen die Ergebnisse von den unterstellten Eigenkapitalrenditen ab, die nicht Beschlüssen entnommen wurden – dies betrifft sowohl den Zeitraum 1980-2006 als auch den Zeitraum 2026-2045. Während Annahmen für die Zeit vor der Einführung der Anreizregulierung in 2006 die Ergebnisse aufgrund geringer Restwerte nur begrenzt beeinflussen, haben die Annahmen über die Entwicklung zukünftiger Verzinsung einen großen Einfluss.

Bei der Annahme zum künftigen Eigenkapitalzinssatz berücksichtigen wir das seit 2022 gestiegene allgemeine Zinsniveau sowie angekündigte regulatorische Änderungen in der Berechnungsmethodik. Für die Sparten Strom und Gas unterstellen wir – nach Ende der aktuell laufenden Regulierungsperiode – bis 2045 einen Nettozinssatz von 6,49 Prozent. Dieser Wert entspricht dem derzeit im Kapitalkostenaufschlag geltenden Niveau zuzüglich einer antizipierten methodischen Anpassung ([Bundesnetzagentur 2025e](#)).

5.1.6 Annahme homogener Fremdkapitalzinssätze

Das Modell unterstellt einheitliche Kapitalkosten für alle Energieversorgungsunternehmen und differenziert zudem nicht zwischen regulatorischem Fremdkapitalverzinsungssatz und tatsächlichem Fremdkapitalkostensatz. Diese Vereinfachung reduziert die Komplexität, weicht jedoch von der Realität ab: Energieversorgungsunternehmen sehen sich zum einen unterschiedlichen Refinanzierungsmöglichkeiten und -kosten gegenüber. Zum anderen kann die regulatorische Verzinsung von den tatsächlichen Kapitalkosten abweichen.

Insbesondere bei kleineren Energieversorgungsunternehmen mit eingeschränktem Zugang zum Kapitalmarkt und Unternehmen mit hohen Fremdkapitalquoten dürften die Kapitalkosten die regulatorische Verzinsung im Schnitt übersteigen und so Jahresüberschüsse und Innenfinanzierungskraft reduzieren bzw. externe Eigenkapitalbedarfe erhöhen.

5.2 Politische Ableitungen und Vergleich mit anderen Studien

5.2.1 Finanzierungsrahmen

Die ausführliche Diskussion der sich aus den Ergebnissen ableitenden Handlungsempfehlungen für den Finanzierungsrahmen erfolgt in der Gemeinschaftsstudie mit Agora Energiewende und der Stiftung Klimaneutralität ([Agora Energiewende u. a. 2025](#)). Im Kern empfehlen wir drei Hebel zur Sicherstellung der Infrastrukturfinanzierung: die Ausweitung der Fremdfinanzierung, die Zuführung von Eigenkapital (inkl. Stärkung der Innenfinanzierung) sowie die Schaffung von neuen Finanzierungsvehikeln, um das Kapital effizient bereitzustellen.

Das Potenzial dieser Hebel diskutieren wir im Folgenden kurz anhand der in Abbildung 10 gezeigten Reduktion der Eigenkapitalbedarfslücke bis 2035.

Maßnahmen zur Ausweitung der Fremdkapitalfinanzierung können die Eigenkapitaldeckungsrate von 68 Milliarden Euro bis 2035 um rund 37 Milliarden Euro reduzieren. Wir empfehlen die Stärkung des finanziellen Know-hows in den Energieversorgungsunternehmen, staatliche Kreditgarantien und andere Absicherungsinstrumente sowie staatliche Kreditkaufprogramme, die es Banken ermöglicht, weitere Kredite an Energieversorger zu vergeben. In Kombination können diese Instrumente dazu beitragen, die Fremdfinanzierungsfähigkeit der Unternehmen schrittweise auszuweiten.

Wie in der Gemeinschaftsstudie dargelegt, sehen wir einen geringen Handlungsspielraum, die Innenfinanzierung substanziell zu erhöhen. Eine Möglichkeit ist die weitere Verbesserung der regulatorischen Renditen, wobei hier nach

den Festlegungen im NEST-Prozess kurz- bis mittelfristig keine weiteren Anpassungen zu erwarten sind. Zudem sollte stets die Auswirkung auf Netzentgelte mitgedacht werden, was diesem Hebel Grenzen setzt. Daneben könnten staatliche Kreditgarantien bzw. die dadurch abgesicherten Kredite an Energieversorgungsunternehmen an temporäre Mindestanforderungen hinsichtlich der Einbehaltung von Gewinnen gekoppelt werden.

Wir halten eine Reduktion der Ausschüttungsquote von 20 Prozentpunkten – wie in den Sensitivitäten gerechnet – für sehr ambitioniert. Viele kommunale Gesellschafter, insbesondere von kleinen und bereits hochverschuldeten Stadtwerken, werden nicht auf Dividenden verzichten können. Unter der Annahme, dass die Ausschüttungsquote über alle Cluster im Schnitt um 10 Prozentpunkte gesenkt werden kann, könnte der Eigenkapitalbedarf um weitere 5 Milliarden Euro reduziert werden.

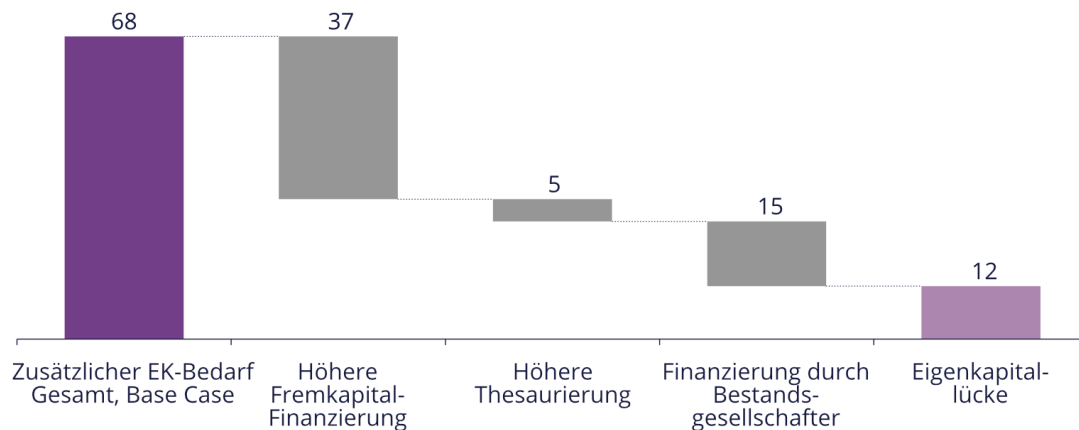
Werden diese beiden Hebel – höhere Fremdkapitalaufnahme und Thesaurierung – voll genutzt, bleibt somit ein Resteigenkapitalbedarf von rund 27 Milliarden Euro übrig. Generell kann dieser Resteigenkapitalbedarf entweder über die Bestandsgesellschafter oder auch über neue Gesellschafter zugeführt werden. Als Eigenkapitalücke bezeichnen wir die Summe an Eigenkapital, die über neue Gesellschaft extern zugeführt werden muss.

Wir nehmen an, dass rund 55 Prozent des Resteigenkapitalbedarfs – also rund 15 Milliarden Euro – durch Bestandsgesellschafter bereitgestellt werden kann. Der verbleibende Eigenkapitalbedarf, die Eigenkapitalücke, in Höhe von 12 Milliarden Euro muss dann durch neue Gesellschafter zugeführt werden. Die Berechnung fußt auf clusterspezifischen Annahmen zur Möglichkeit der Eigenkapitalzuführung durch Bestandsgesellschafter.

Ableitung der Eigenkapitalücke bis 2035

Nominal

Milliarden Euro



Die Eigenkapitalücke ergibt sich aus der Differenz von zusätzlichem EK-Bedarf gesamt und den Reduktionsbeiträgen höherer Fremdkapitalfinanzierung (20%), Thesaurierung (10%) und Finanzierung durch Bestandsgesellschafter. Letztere berücksichtigt clusterspezifische Finanzierungsmöglichkeiten der Bestandsgesellschafter in Form eines Faktors, der zwischen 10% und 100% liegt, im Mittel über alle Cluster 55%.

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Abbildung 10: Abteilerung der Eigenkapitalücke bis 2035; **Quelle:** Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025)

Um die Eigenkapitallücke zu schließen, empfehlen wir in der Gemeinschaftsstudie die Einrichtung einer Fonds- bzw. Plattformlösung, über die öffentliches und privates Kapital gebündelt und in Netzbetreiber beziehungsweise konkrete Projekte investiert wird.

Denn aufgrund der hohen Fragmentierung kleiner und mittlerer Versorger und den damit verbundenen Risiken und Transaktionskosten, braucht es eine Lösung, die private Eigenkapitalgeber absichert. Über nachrangiges, öffentliches Eigenkapital (von Bund und/oder Ländern) wäre dies möglich. Bei einem öffentlichen Anteil von beispielsweise 50% wären das 6 Milliarden Euro über 10 Jahre. Für die Eigenkapital-Injektionen sind Projektfinanzierungen vorzuziehen, die kommunale Eigentumsverhältnisse nicht oder nur wenig verändern.

Die Einnahmen des Staates könnten zur Senkung von Netzentgelten für Haushalte genutzt werden. Je nach Anteil des Staates wären diese Einnahmen höher oder geringer.

5.2.2 Vergleich mit anderen Studien

Im Vergleich zu anderen Studien erscheinen unsere Ergebnisse konsistent. Die im November 2025 veröffentlichte PwC-Studie im Auftrag der KfW weist Kapitalbedarfe in vergleichbarer Größenordnung aus und folgt dabei einem Studiendesign, das dem unseren entspricht (PwC 2025).

PwC schätzt den zusätzlichen Eigenkapitalbedarf bis 2045 auf rund 47 Milliarden Euro – etwa 16 Milliarden Euro weniger als in unserem Modell. Der Unterschied lässt sich im Wesentlichen auf drei Parameter zurückführen: (1) PwC unterstellt einen um rund 17 Prozentpunkte niedrigeren Investitionsbedarf; (2) PwC setzt eine Fremdkapitalquote von 75 Prozent für neue Investitionen an – rund 6 Prozentpunkte über dem gewichteten Mittel unseres Base-Case; (3) PwC berücksichtigt Zuschüsse bis 2045 in Höhe von 55 Milliarden Euro. Unklar sind die Annahmen zu den Ausschüttungsquoten. Die Faktoren (1) bis (3) senken den Eigenkapitalbedarf. Bereinigt man um diese Unter-

schiede, konvergieren die Ergebnisse.

Weitere Unterschiede ergeben sich in den angenommenen cluster- und spartenspezifischen Parameter: Während PwC (2025) von fünf Clustern ausgeht, identifizieren wir insgesamt sieben Cluster für rund 900 Unternehmen. Zusätzlich unterstellt PwC eine lineare Abschreibung für alle drei Sparten. Im Gegensatz dazu berücksichtigen wir – basierend auf der KANU-2.0-Regulierung – die Möglichkeit einer degressiven Abschreibung für die Sparte Gas.

Ebenso setzen wir für die Sparte Fernwärme eine um 10 Prozentpunkte niedrigere Fremdkapitalaufnahme an, weil Fernwärme-Investitionen ein höheres Risikoprofil im Vergleich zu Strom und Gas aufweisen. Auch schließen wir bestehende Zuschüsse für erneuerbare Fernwärme, zum Beispiel im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärme (BEW), aus. Diese betreffen unter anderem auch Betriebskosten, die wir nicht explizit erfassen.

In einer Studie zu den Finanzierungsbedarfen der Stadtwerke in Nordrhein-Westfalen kommen Demary u.a. (2025) für 151 Stadtwerke zu folgenden Ergebnissen: einem Investitionsbedarf von 38 Milliarden Euro für alle Geschäftstätigkeiten der Stadtwerke sowie 25,5 Milliarden Euro für den Aus- und Umbau der Netze bis 2030. Insgesamt ergibt sich daraus ein Eigenkapitalbedarf von 11,4 Milliarden Euro. Obwohl unser Studiendesign nur begrenzt mit dieser Analyse vergleichbar ist, ermitteln wir für 122 Energieversorgungsunternehmen aufgrund höherer Investitionsannahmen rund 40 Milliarden Euro an Investitionen im gleichen Zeitraum. Im Base Case beläuft sich der daraus resultierende Eigenkapitalbedarf auf 12,5 Milliarden Euro.

Unsere Berechnungen ermöglichen ein differenziertes Bild der Kapitalbedarfe nach Unternehmensclustern und erlauben damit konkrete Ableitungen für wirksame politische Maßnahmen zur Lösung der Kapitalfrage.

Literaturverzeichnis

- AGFW (2025): "Pauschalierte Kennwerte. FW 704 - Wirtschaftlichkeit nach §§ 20 und 24 KWKG", <https://www.fw704.de/hauptmenue/kennwerte/pauschalierte-kennwerte>, [Zuletzt aufgerufen: 5.12.2025].
- Agora Energiewende / Stiftung Klimaneutralität / Dezernat Zukunft (2025): "Investitionen in zukunftsfähige Daseinsvorsorge".
- Agora Energiewende (2024): "Investitionen für ein Klimaneutrales Deutschland", S. 48, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_347_KNDE_Investitionsbedarfe_WEB.pdf.
- ARegV (2007): *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze*.
- AVBFernwärmeV (1980): *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme*.
- BDEW (2025): "Investitionen Energie", <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/investitionen-energie/>, [Zuletzt aufgerufen: 5.12.2025].
- BEW (2022): "Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze".
- Bundesministerium der Finanzen (1995): *AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig „Energie- und Wasserversorgung“*.
- Bundesnetzagentur (2008): "Beschluss der Beschlusskammer 4 – Az.: BK4-08-0068".
- Bundesnetzagentur (2024): "Festlegung zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0)".
- Bundesnetzagentur (2025a): "Hintergrundpapier zum NEST-Prozess", https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/09_2025/17_09_2025/Sonderbeirat_Langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- Bundesnetzagentur (2025b): "Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG".
- Bundesnetzagentur (2025c): "Beschlüsse Eigenkapitalzins", https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_74_EK_Zins/BK4_Beschl_EK_Zins.html, [Zuletzt aufgerufen: 5.12.2025].
- Bundesnetzagentur (2025d): "Monitoringberichte Elektrizität und Gas", <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>, [Zuletzt aufgerufen: 5.12.2025].
- Bundesnetzagentur (2025e): "EHB_Kapitalkostenaufschlag".
- Demary, M. / Hollstein, A. / Hopfe, J. / Schnaars, P. / Taft, N. (2025): "Die Rolle der Stadtwerke in der Transformation", Fin. Connect.NRW, Fin.Connect.Kompakt Nr.6, S. 17, https://www.fin-connect-nrw.de/fileadmin/user_upload/Fin.Connect.Kompakt_Nr.06-Stadtwerke_in_der_Transformation_bs.pdf.
- EnWG (2005): *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*.
- GasNEV (2005): *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV)*.
- Heuterkes, M. / Janssen, M. (2008): "Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland", <https://hdl.handle.net/10419/51303>.
- IMK (2024): "Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe", Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung, S. 24, https://www.imk-boeckler.de/de/faust-detail.htm?sync_id=HBS-009011.
- KWKG (o. J.): *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung*.
- PwC (2025): "Wie lässt sich die Energieund Wärmewende finanzieren?", PwC, Auftragsstudie für die KfW Bankengruppe, S. 36, <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Studien-und-Materialien/Finanzierungsbedarf-Energiewende.pdf>.

Statistisches Bundesamt (2025): "Investitionen (Energie- und Wasserversorgung)", <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Glossar/investitionen.html>, [Zuletzt aufgerufen: 5.12.2025].

StromNEV (2005): *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen* (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV).

WPG (2023): "Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze", <https://www.gesetze-im-internet.de/wpg/>, [Zuletzt aufgerufen: 24.7.2024].

Anhang

Cluster: Klassische, kleine Stadtwerke												
	Strom				Gas				Wärme			
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3
Szenario-Parameter post-2021												
Gewinnausschüttung	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
FK-Quote Schwellenwert	60%	80%	60%	80%	60%	80%	60%	80%	50%	70%	50%	70%
Szenario-Parameter pre-2021												
Gewinnausschüttung	77%	bleibt unverändert			80%	bleibt unverändert			77%	bleibt unverändert		
FK-Quote Schwellenwert	55%				55%				55%			
Cluster: Mittlerer Regionalbetreiber												
	Strom				Gas				Wärme			
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3
Szenario-Parameter post-2021												
Gewinnausschüttung	52%	52%	32%	32%	62%	62%	42%	42%	52%	52%	32%	32%
FK-Quote Schwellenwert	62%	80%	62%	80%	62%	80%	62%	80%	52%	70%	52%	70%
Szenario-Parameter pre-2021												
Gewinnausschüttung	52%	bleibt unverändert			62%	bleibt unverändert			52%	bleibt unverändert		
FK-Quote Schwellenwert	62%				62%				62%			
Cluster: Kleine, hochverschuldete Stadtwerke												
	Strom				Gas				Wärme			
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3
Szenario-Parameter post-2021												
Gewinnausschüttung	75%	75%	55%	55%	80%	80%	60%	60%	75%	75%	55%	55%
FK-Quote Schwellenwert	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	70%	70%	70%	70%
Szenario-Parameter pre-2021												
Gewinnausschüttung	75%	bleibt unverändert			80%	bleibt unverändert			75%	bleibt unverändert		
FK-Quote Schwellenwert	88%				88%				88%			

Cluster: Private Energiekonzerne												
	Strom				Gas				Wärme			
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3
Szenario-Parameter post-2021												
Gewinnausschüttung	73%	73%	53%	53%	80%	80%	60%	60%	73%	73%	53%	53%
FK-Quote Schwellenwert	60%	80%	60%	80%	60%	80%	60%	80%	50%	70%	50%	70%
Szenario-Parameter pre-2021												
Gewinnausschüttung	73%	bleibt unverändert			80%	bleibt unverändert			73%	bleibt unverändert		
FK-Quote Schwellenwert	44%				44%							
Cluster: Öffentliche Energiekonzerne												
	Strom				Gas				Wärme			
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3
Szenario-Parameter post-2021												
Gewinnausschüttung	70%	70%	50%	50%	80%	80%	60%	60%	70%	70%	50%	50%
FK-Quote Schwellenwert	71%	80%	71%	80%	71%	80%	71%	80%	61%	70%	61%	70%
Szenario-Parameter pre-2021												
Gewinnausschüttung	70%	bleibt unverändert			80%	bleibt unverändert			70%	bleibt unverändert		
FK-Quote Schwellenwert	71%				71%							
Cluster: Kleine, wohlhabende Stadtwerke												
	Strom				Gas				Wärme			
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3
Szenario-Parameter post-2021												
Gewinnausschüttung	10%	10%	0%	0%	20%	20%	0%	0%	10%	10%	0%	0%
FK-Quote Schwellenwert	60%	80%	60%	80%	60%	80%	60%	80%	50%	70%	50%	70%
Szenario-Parameter pre-2021												
Gewinnausschüttung	10%	bleibt unverändert			20%	bleibt unverändert			10%	bleibt unverändert		
FK-Quote Schwellenwert	18%				18%							

Tabelle 1: Annahmen für die Sensitivitäten; **Quellen:** Dezernat Zukunft; Geschäftsberichte der Energieversorgungsunternehmen

Dezernat Zukunft

Institut für Makrofinanzen

Das Dezernat Zukunft ist eine überparteiliche Vereinigung, die Geld-, Finanz- und Wirtschaftspolitik verständlich, kohärent und relevant erklären und neu denken will. Dabei leiten uns unsere Kernwerte:

Demokratie, Menschenwürde und breit verteilter Wohlstand.

 www.dezernatzukunft.org

 [@DezernatZ](https://twitter.com/DezernatZ)

Diese Arbeit wurde unterstützt von der Stiftung Klimaneutralität, Laudes Foundation und Children's Investment Fund Foundation.

Impressum

Veröffentlicht durch:

Dezernat Zukunft e.V.,
Chausseestraße 111, 10115 Berlin
www.dezernatzukunft.org

Vertretungsberechtigter Vorstand:

Dr. Maximilian Krahé

Vorstand:

Dr. Maximilian Krahé, Janek Steitz, Dr. Maximilian Paleschke

Vereinsregister des Amtsgerichts Charlottenburg

Vereinsregisternummer 36980 B

Inhaltlich Verantwortlicher nach §18 MstV: Dr. Maximilian Krahé

Herausgeber:

Dr. Maximilian Krahé, Berlin
E-Mail: max.krahe@dezernatzukunft.org

Design:

Burak Korkmaz

Diese Arbeit von Dezernat Zukunft ist lizenziert unter der CC BY-NC 4.0



Die Inhalte können mit klarer Kennzeichnung der Quelle und, sofern angegeben, unter Angabe des Autors bzw. der Autorin verwendet werden.