



KOSTENEINSPARUNGEN EINER FRÜHEN GASNETZSTILLEGUNGSPLANUNG

KURZGUTACHTEN IM AUFTRAG DES



**Umweltinstitut
München e.V.**

MIT UNTERSTÜTZUNG VON



GasWende



DNR
DEUTSCHER
NATURSCHUTZRING

KOSTENEINSPARUNGEN EINER FRÜHEN GASNETZSTILLEGUNGSPLANUNG

AUTOREN

Dr. Roland Meyer

Dr. Martin Palovic

Energiesystemanalyse

Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM

Wiener Straße 12 | 28359 Bremen

ANSPRECHPARTNER

Roland Meyer

Wiener Straße 12 | 28359 Bremen

Telefon + 49 421 2246-7021

roland.meyer@ifam.fraunhofer.de

VERFASST IM AUFTRAG DES

Umweltinstitut München e.V

Goethestraße 20

80336 München

MIT UNTERSTÜTZUNG VON

Protect the Planet

Atlanta Haus

Gotzinger Str. 48

81371 München

GasWende

Choriner Straße 23

10435 Berlin

Deutscher Naturschutzring

(DNR) e.V.

Marienstraße 19-20

10117 Berlin

VERÖFFENTLICHUNG

Dezember 2025

Inhaltsverzeichnis

1	Motivation und Problemdarstellung	6
2	Rahmenbedingungen der Gasnetzstilllegung	7
2.1	Defizite des aktuellen Regelrahmens in Bezug auf die Stilllegung der Gasverteilnetze	7
2.2	Anpassungen des Regelrahmens: KANU 2.0, RAMEN Gas und EnWG-E 2025	9
3	Annahmen und Methodik	11
3.1	Konzept der „geordneten Stilllegung“	12
3.2	Beschreibung des Modellnetzes	13
4	Ergebnisse der Berechnungen.....	16
4.1	Starker Anstieg der Netzentgelte bis 2045 in allen berechneten Varianten.....	16
4.2	Frühzeitige Stilllegungsplanung vermeidet volkswirtschaftliche Zusatzkosten und schützt vulnerable Kundengruppen.....	18
4.3	Regelrahmen muss Netzbetreibern geordnete Stilllegung ermöglichen	21
5	Schlussfolgerungen	24
6	Anhang: Modellergebnisse	26
6.1	Basisvarianten	26
6.2	Sensitivitätsrechnungen	27
7	Referenzen	29

Executive Summary

Die vorliegende Kurzstudie untersucht die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Zeitpunkts der Stilllegungsplanung für Gasverteilnetze im Rahmen der nationalen Umsetzung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie (Richtlinie (EU) 2024/1788). Anhand eines synthetischen Modellnetzes werden die Effekte einer frühen (2027) gegenüber einer späten Stilllegungsplanung (2035) analysiert.

Problemstellung

Der EnWG-Entwurf vom 4. November 2025 koppelt die Planungspflicht an den prognostizierten Nachfragerückgang, was Unsicherheiten und Ermessensspielräume birgt. Da Netzbetreiber auch bei später Stilllegung ihre Kapitalkosten über verkürzte Abschreibungen vollständig weitergeben können, besteht eine Risiko-Asymmetrie zwischen Netzbetreiber und Netznutzern. Hieraus entsteht das Risiko einer verspäteten Planung bzw. volkswirtschaftlicher Zusatzkosten. Die Kurzstudie quantifiziert die ökonomischen Folgen des Planungszeitpunkts mit folgenden Ergebnissen:

1. Stark steigende Netzentgelte bis 2045 in allen berechneten Varianten

Infolge des Nachfragerückgangs steigen die Netzentgelte in allen Planungsvarianten deutlich an. Bis 2045 erreichen sie im modellierten Netz etwa 22 ct./kWh, was annähernd einer Verzehnfachung gegenüber dem heutigen Ausgangswert von 2,33 ct./kWh entspricht. Dieser Anstieg entsteht durch weitgehend fixe Netzkosten, die auf eine stetig schrumpfende Nutzerbasis verteilt werden.

2. Frühzeitige Stilllegungsplanung vermeidet volkswirtschaftliche Zusatzkosten und schützt vulnerable Kundengruppen

Eine frühe Stilllegungsplanung reduziert die diskontierten Gesamtnetzkosten um rund 20 %. Die Kosteneinsparung resultiert aus geringeren Investitions- und Betriebskosten infolge einer geordneten Rückführung des Netzes (CAPEX- und OPEX-Effekte). Zugleich entlastet eine frühe Planung die verbleibende Haushalte: Weniger Haushalte bleiben bis zum Ende im Gasnetz, und zusätzlich steigt deren Netzkostenbelastung weniger stark an. Frühzeitige Stilllegungsplanung senkt einen potenziellen staatlichen Förderbedarf zur Abfederung sozialer Härten um mehr als die Hälfte.

3. Regelrahmen muss eine geordnete Stilllegung ermöglichen

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass ein maßgeblicher Effekt der Stilllegungsplanung in ihrer Auswirkung auf den Nachfrageverlauf liegt. Dies ermöglicht den CAPEX-Effekt (der Netzbetreiber fährt Ersatzinvestitionen weitestgehend zurück und unterlässt Erweiterungsinvestitionen) sowie den OPEX-Effekt (einzelne Netzstränge werden vorzeitig stillgelegt und Betriebskosten reduziert).

Ohne nennenswerten Nachfrageeffekt der Stilllegungsplanung lassen sich CAPEX- und OPEX-Effekte erst später realisieren; es verbleibt dennoch ein positiver Effekt gegenüber später Planung. Können CAPEX- und OPEX-Effekte dagegen nicht realisiert werden, lassen sich die Netzkosten kaum absenken.

Anhand der Ergebnisse leitet die Kurzstudie drei zentrale Schlussfolgerungen ab:

- Die erfasste Risiko-Asymmetrie zwischen Netzbetreiber und Netznutzern könnte durch die Einführung allgemeiner verbindlicher Einreichfristen für Stilllegungsplanungen adressiert werden.
- Wird die Glaubwürdigkeit der Stilllegungsankündigung durch Unsicherheiten im weiteren Regelrahmen zur Wärmeversorgung verringert, können die Vorteile der frühen Stilllegungsplanung nicht im vollen Umfang realisiert werden.
- Die Ankündigungs- und Prüfungsfristen für die Stilllegungsmaßnahmen sollen unnötige Zeitverzögerungen vermeiden, um Einsparpotenziale der Stilllegungsplanung zu ermöglichen.

1 Motivation und Problemendarstellung

Die Abteilung der Energiesystemanalyse am Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM) hat im Auftrag des Umweltinstituts München e.V. die vorliegende Kurzstudie zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen einer verpflichtenden Stilllegungsplanung für Gasverteilernetze erstellt. Anlass ist die nationale Umsetzung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie (Richtlinie (EU) 2024/1788), die am 4. August 2024 in Kraft getreten ist. Diese Richtlinie muss innerhalb von zwei Jahren in nationales Recht überführt werden und schafft neue rechtliche Rahmenbedingungen für die Stilllegung der Gasinfrastruktur.

Artikel 57 der Richtlinie sieht vor, dass Gasverteilernetzbetreiber Stilllegungspläne erarbeiten, wenn sich eine Verringerung der Erdgasnachfrage abzeichnet. Mit dem Vorschlag zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG-E vom 4. November 2025) soll der Wortlaut der EU-Vorgabe in deutsches Recht überführt und damit erstmals ein formaler Prozess geschaffen werden, der Gasnetzbetreiber zur Erstellung von Stilllegungsplänen verpflichtet.

Die entscheidende Frage ist damit, wann und auf welcher Grundlage diese Planungspflicht ausgelöst wird. Der Entwurf koppelt die Pflicht an den prognostizierten Rückgang der Gasnachfrage. Da die Festlegung des Zeitpunkts dieses Rückgangs auf Prognosen beruht, unterliegt sie naturgemäß Unsicherheiten und birgt Ermessensspielräume. Hieraus entsteht das Risiko einer verspäteten Planung und der damit verbundenen volkswirtschaftlichen Zusatzkosten.

Die vorliegende Studie greift dieses Risiko auf. Sie quantifiziert die ökonomischen Folgen des Planungszeitpunkts, indem sie die Auswirkungen eines späten mit denen eines frühzeitigen Planungsbeginns vergleicht. Anhand eines stilisierten Modells eines Gasverteilernetzes werden die Entwicklungen der Netzentgelte, die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten sowie die Belastungen für die verbleibenden Haushalte analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass ein früherer Planungsbeginn die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Gasnetzstilllegung signifikant reduziert. Zudem wird für die letzten, oft vulnerablen Kunden, die sich einen schnellen Umstieg auf alternative Heizungen nicht leisten können, der starke Anstieg bei den Netzentgelten abgemildert. Die Ergebnisse bieten somit eine volkswirtschaftliche Grundlage für eine möglichst frühzeitige und verbindliche Stilllegungsplanung.

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut: Abschnitt 2 beleuchtet die regulatorischen Rahmenbedingungen der Gasnetzstilllegung. In Abschnitt 3 werden die Methodik und die Annahmen des verwendeten Netzmodells vorgestellt. Abschnitt 4 präsentiert die zentralen Ergebnisse der Modellrechnungen sowie eine Sensitivitätsanalyse der kritischen Parameter. Abschließend werden in Abschnitt 5 die Schlussfolgerungen abgeleitet.

2 Rahmenbedingungen der Gasnetzstillegung

Aktuell ist die Stilllegung eines Gasnetzes für Betreiber nur bei nachgewiesener wirtschaftlicher Unzumutbarkeit möglich, was in der Praxis eine hohe Hürde darstellt. Der bestehende deutsche Regelrahmen für Erdgasverteilnetze ist damit auf einen Fortbestand der Gasverteilnetze ausgelegt. Dies steht im Kontrast zu den nationalen Klimaschutzzielen (vgl. Bundes-Klimaschutzgesetz) und der damit verbundenen Transformation des Wärmesektors weg vom fossilen Erdgas zur Klimaneutralität bis 2045 (vgl. Gebäudeenergiegesetz, Wärmeplanungsgesetz).

Eine systematische Diskussion über einen geordneten Regulierungsrahmen für die Stilllegung von Gasverteilnetzen wurde mit dem Vorschlag der EU-Kommission zur Gas-Binnenmarkttrichtlinie Ende 2021 und die durch den Krieg in der Ukraine ausgelöste Energiekrise Anfang 2022 angestoßen. Abschnitt 2.1 fasst die durch Vorstudien identifizierten Änderungsbedarfe am Regelrahmen zusammen. Abschnitt 2.2 beschreibt die in Diskussion befindliche Regelrahmenänderungen – den EnWG-Entwurf vom 4. November 2025 sowie die BNetzA-Festlegungen KANU 2.0 und RAMEN Gas – anhand der identifizierten Änderungsbedarfe.

Hinweis: Der nachfolgende Text ersetzt kein rechtliches Gutachten.

2.1 Defizite des aktuellen Regelrahmens in Bezug auf die Stilllegung der Gasverteilnetze

Seit 2023 wurden mehrere Gutachten und wissenschaftliche Arbeiten veröffentlicht, die die Auswirkungen des durch die Transformation des Wärmesektors erwarteten Gasbedarfsrückgangs auf die bestehende Regulierung der Gasverteilnetze analysierten (Agora Energiewende, 2023; BBH, 2023; Buchmann et al., 2023; dena, 2025; Guidehouse, 2023; Oberle, 2023; UBA, 2023). Die nachfolgende Darstellung fasst die zentralen Erkenntnisse aus diesen Studien zusammen und strukturiert sie entlang der vier Hauptproblembereiche, die in der Literatur konsistent hervorgehoben werden: das Risiko von stranded Assets, Fehlanreize durch den Effizienzvergleich, rechtliche Hemmnisse sowie die Dynamik steigender Netzentgelte.

Als erstes zentrales Problem identifizieren die Studien das erhebliche Risiko von stranded Assets, also gestrandeten Vermögenswerten. Die langen kalkulatorischen Nutzungsdauern von bis zu 55 Jahren für Gasleitungen führen dazu, dass ein erheblicher Anteil der Netzanlagen bis 2045 nicht vollständig abgeschrieben sein wird. Agora Energiewende (2023) beziffert das Volumen der nach 1990 getätigten Investitionen, die nicht bis 2045 refinanziert werden können, auf bis zu 10 Milliarden Euro. Oberle (2023) quantifiziert das Problem anhand eines stilisierten Netzmodells, welches auf realen Netzbetreibern basiert, und zeigt, dass selbst bei einem sofortigen Investitionsstopp je nach Nachfrageszenario stranded Assets zwischen 20,4 und 40,6 Millionen Euro im Jahr 2045 verbleiben würden. Buchmann et al. (2023) führen eine ähnliche Analyse durch

und zeigen, dass ohne eine Regelrahmenanpassung etwa 18% der Netzgesamtkosten als stranded Assets anfallen können.

Ein zweites, eng damit verbundenes Problem stellt der Effizienzvergleich im Rahmen der Anreizregulierung dar. Dieser setzt systematische Fehlanreize gegen die Stilllegung von Netzteilen (Guidehouse, 2023; Oberle, 2023; BBH, 2023). Netzbetreiber, die im Zuge einer Stilllegung höhere Aufwände tragen und deren Bezugsgrößen wie Netzlänge oder Anschlusszahl schrumpfen, schneiden im Vergleich zu Betreibern mit unveränderten Netzen schlechter ab (Oberle, 2023). Dieser Mechanismus bestraft transformationsorientiertes Handeln und schafft einen Anreiz zum Erhalt ineffizienter Netzstrukturen. BBH (2023) ergänzt, dass unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten zwischen Netzbetreibern die Vergleichbarkeit grundsätzlich in Frage stellen.

Als dritte zentrale Herausforderung werden die rechtlichen Hemmnisse hervorgehoben. Die im EnWG verankerten Anschluss- und Betriebspflichten verhindern derzeit noch eine Stilllegung von versorgten Netzabschnitten (Guidehouse, 2023; BBH, 2023). Eine Stilllegung ist rechtlich erst möglich, wenn der letzte Kunde seinen Anschluss kündigt. Es fehlt an rechtlichen Instrumenten, die es Netzbetreibern ermöglichen würden, neue Anschlüsse in Stilllegungsgebieten abzulehnen oder bestehende Anschlüsse gegen Entschädigung zu kündigen (Guidehouse, 2023). Die einzige Ausnahme bildet die wirtschaftliche Unzumutbarkeit, deren Nachweishürden sehr hoch sind (BBH, 2023). Hinzu können weitere Kostenrisiken auftreten, wie konzessionsbedingte Rückbauverpflichtungen, deren Kosten erheblich sind (Agora Energiewende, 2023). Oberle (2023) analysiert die Problematik der Rückstellungsbildung für Rückbaukosten und stellt fest, dass die gegenwärtige regulatorische Behandlung zu Liquiditätsengpässen bei den Netzbetreibern führen kann, da die erforderlichen Mittel nicht adäquat in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Buchmann et al. (2023) weisen darauf hin, dass die Finanzierung von Stilllegungs- und Rückbaukosten ein zentrales Handlungsfeld darstellt, das detaillierte Untersuchungen erfordert.

Als vierter Problembereich wird schließlich die Dynamik steigender Netzentgelte analysiert. Die aktuelle Netzentgeltsystematik führt bei sinkendem Gasabsatz zu einem überproportionalen Anstieg der spezifischen Netzentgelte, da die weitgehend fixen Netzkosten auf eine schrumpfende Nutzerbasis verteilt werden (Agora Energiewende, 2023; Guidehouse, 2023; dena, 2025). Agora Energiewende (2023) prognostiziert ohne regulatorische Anpassungen eine Versechzehnfachung der Netzentgelte bis 2044. Guidehouse (2023) weist darauf hin, dass dieser Kostenanstieg insbesondere die letzten verbleibenden Netznutzer trifft und aufgrund der potenziellen sozialen Härte rechtzeitig durch die Anpassung des Regelrahmens begrenzt werden sollte. Buchmann et al. (2023) und BBH (2023) betonen, dass verschiedene Abschreibungsmodelle unterschiedliche Verteilungseffekte zwischen heutigen und zukünftigen Kunden erzeugen und

damit den Netzentgeltanstieg für die letzten verbleibenden Netznutzer mindern können. Die dena-Verteilnetzstudie II (2025) unterstreicht diese Problematik und betont die Notwendigkeit, sozial schlechter gestellte Haushalte bei Stilllegungen nicht unzumutbar zu belasten.

Die dargestellten Studien kommen übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass der bestehende Regulierungsrahmen die Transformation zur Klimaneutralität nicht unterstützt. Ohne Anpassungen sind volkswirtschaftliche Zusatzkosten, finanzielle Verluste für Netzbetreiber und sozial unzumutbare Belastungen für die letzten Gaskunden zu erwarten.

2.2 Anpassungen des Regelrahmens: KANU 2.0, RAMEN Gas und EnWG-E 2025

Die in Abschnitt 2.1 beschriebenen Defizite wurden von der Politik anerkannt (vgl. BMWK 2024) und mehrere Regelrahmenanpassungen im letzten Jahr initiiert. Die BNetzA hat mit der Festlegung KANU 2.0 vom 25. September 2024 wichtige Weichenstellungen für die Refinanzierung von Gasinfrastruktur vorgenommen und bereitet mit RAMEN Gas eine Reform der Anreizregulierung vor. Parallel dazu zeichnet sich mit dem Entwurf der EnWG-Novelle vom 4. November 2025 die Umsetzung der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie in deutsches Recht ab und damit erstmals rechtliche Grundlagen für eine geordnete Stilllegung von Gasverteilnetzen. Die nachfolgende Darstellung analysiert, inwieweit diese Regelungen die vier identifizierten Problemfelder adressieren.

Die BNetzA-Festlegung KANU 2.0 ermöglicht Gasnetzbetreibern ab dem 1. Januar 2025 eine umfassende Flexibilisierung der Abschreibungen für Bestandsanlagen. Anders als KANU 1.0, das Neuinvestitionen ab 2023 bereits erfasste, können mit KANU 2.0 auch bestehende Anlagen auf ein Zieljahr zwischen 2035 und 2045 hin abgeschrieben werden. Zusätzlich zur verkürzten Nutzungsdauer ist eine degressive Abschreibung mit Prozentsätzen zwischen 8 und 12 Prozent möglich. Wie in Abschnitt 4 dargestellt, führt dies kurzfristig zu höheren Netzentgelten, erlaubt den Netzbetreibern aber, die Kapitalkostenbelastung zeitlich vorzuverlegen. Diese Regelung adressiert damit das in Abschnitt 2.1 beschriebene Risiko von stranded Assets und ermöglicht Netzbetreibern, ihre Kapitalbindung an den erwarteten Nachfragerückgang anzupassen. Die Festlegung ist zunächst bis zum Ende der aktuellen Regulierungsperiode (31. Dezember 2027) befristet. Die BNetzA hat jedoch bereits angekündigt, flexible Abschreibungsmöglichkeiten auch künftig zu ermöglichen, sodass eine Übernahme vergleichbarer Regelungen in die nachfolgende Regulierungsperiode als sehr wahrscheinlich gilt (BBH, 2024).

Mit der Festlegung RAMEN Gas, deren Entwurf am 18. Juni 2025 zur Konsultation gestellt wurde, plant die BNetzA eine grundlegende Reform der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber. Ein zentrales Element ist die Anpassung des Effizienzvergleichs für transformierende Netze. Die genaue Ausgestaltung steht noch aus, jedoch zeichnet sich ab, dass Netzbetreiber, die im Zuge der Transformation Stilllegungen vornehmen, im Benchmark nicht

länger durch schrumpfende Strukturparameter benachteiligt werden sollen. Dies soll die in Abschnitt 2.1 beschriebenen Fehlanreize beseitigen und transformationsorientiertes Handeln ermöglichen. Die finale Festlegung wird nach dem aktuellen Plan der BNetzA Ende 2025 in Kraft treten.

Der Entwurf der EnWG-Novelle vom 4. November 2025 macht ein Vorschlag zur Umsetzung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie in deutsches Recht und damit die Übertragung des Artikel 57 in nationales Recht. Gasnetzbetreiber werden nach § 16b (2) EnWG-E verpflichtet, Gasnetzgebietsentwicklungspläne zu erstellen, wenn sich auf Basis einer Langfristprognose ein signifikanter Rückgang der Erdgasnachfrage abzeichnet. Die methodische Ausgestaltung dieser Prognose obliegt den Netzbetreibern. Die Pläne sind mit weiteren Planungsprozessen, wie beispielsweise der kommunalen Wärmeplanung, abzustimmen und bedürfen der Genehmigung durch die BNetzA. Wurde ein Stilllegungsplan zur Genehmigung vorgelegt, können Netzbetreiber neue Netzanschlüsse bis zur Entscheidung der BNetzA aufschieben. Liegt ein genehmigter Stilllegungsplan vor, können in Stilllegungsgebieten neue Netzanschlüsse abgelehnt und bestehende Anschlüsse unter bestimmten Voraussetzungen ohne Zustimmung vom Netz getrennt werden. Zudem wird im Entwurf unter bestimmten Voraussetzungen eine befristete Duldungspflicht stillgelegter Gasleitungen für Grundstückseigentümer eingeführt, um die Kosten und Risiken des Gasnetzurückbaus zu minimieren. Die Befristung soll nach zehn Jahren vom Gesetzgeber überprüft werden. Damit wird die in Abschnitt 2.1 beschriebene Anschluss- und Betriebspflicht für Stilllegungsgebiete angepasst, um die Stilllegung der Gasnetze zu ermöglichen. Die genaue Ausgestaltung des EnWG-E befindet sich derzeit noch in der Diskussion; die Änderungen müssen jedoch bis zum Ende der Umsetzungsfrist für die EU-Gasbinnenmarktrichtlinie im August 2026 erfolgen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die dargestellten Regelungen, wenn umgesetzt, einen Ermöglichungsrahmen für die Stilllegung von Gasverteilnetzen schaffen. KANU 2.0 ermöglicht die flexible Refinanzierung von Bestandsanlagen und adressiert damit das Risiko von stranded Assets. RAMEN Gas soll regulatorische Fehlanreize im Effizienzvergleich beseitigen, und der EnWG-Entwurf schafft die rechtlichen Voraussetzungen für eine geordnete Stilllegung durch Anpassung der Anschluss- und Betriebspflicht.

Die in Abschnitt 2.1 beschriebene Problematik steigender Netzentgelte wird jedoch nur teilweise adressiert: Während KANU 2.0 durch verkürzte und degressive Abschreibungen eine zeitliche Vorverlagerung der Kapitalkostenbelastung auf die heutige breitere Gaskundenbasis ermöglicht, bleibt die grundsätzliche Systematik unverändert, dass bei sinkendem Gasabsatz die weitgehend fixen Netzkosten auf eine schrumpfende Nutzerbasis verteilt werden. Hierdurch kann KANU 2.0 den Anstieg der Netzentgelte für die letzten verbleibenden Netznutzer zwar abmildern, stellt

jedoch nicht sicher, dass die Netzstilllegungsplanung frühzeitig erfolgt und somit zu den geringstmöglichen volkswirtschaftlichen Kosten umgesetzt werden kann.

Dabei zeichnet sich eine zentrale Risiko-Asymmetrie im dargestellten Regelrahmen ab, die das Netzentgeltproblem zusätzlich verschärfen kann:

Die Entscheidung über den Zeitpunkt der Stilllegungsplanung liegt beim Netzbetreiber und basiert auf dessen Prognose des Nachfragerückgangs. Es ist möglich, dass für die Erstellung der Langfristprognose die von der Branche entwickelte Methodik des Gasnetzgebietstransformationsplans (GTP, DVGW 2025) herangezogen wird. Die GTP-Methodik stellt einen systematischen Planungsrahmen bereit, weist jedoch naturgemäß Ermessensspielräume und Unsicherheiten auf. In anderen Netzsparten ist aus diesem Grund eine Fristsetzung für die Ersterstellung und die regelmäßige Überprüfung der Netzplanung etablierter Standard. Im aktuellen Entwurf der EnWG-Novelle erfolgt dagegen eine Kontrolle ausschließlich bei Einreichung eines Stilllegungsplans. Daraus ergibt sich das Risiko, dass vergangene Prognosefehler oder zu optimistische Nachfrageeinschätzungen unentdeckt bleiben und zu volkswirtschaftlich Zusatzkosten führen. Wie in Abschnitt 4 dargestellt, ermöglichen die beschriebenen regulatorischen Anpassungen, dass Netzbetreiber die gesamten Stilllegungs- und Transformationskosten – einschließlich deren ineffizienter Anteile – über verkürzte Abschreibungen an die Netznutzer weiterreichen können. Eine verspätete Stilllegung durch den Netzbetreiber erzeugt damit Kosten, die eine schrumpfende Nutzerbasis tragen muss, ohne dass der Netzbetreiber selbst finanzielle Nachteile einer ineffizienten Entscheidung trägt.

Um die praktische Relevanz dieses Defizits im Regelrahmen beurteilen zu können, quantifiziert die vorliegende Studie die volkswirtschaftlichen Kosten der Risiko-Asymmetrie zwischen dem Netzbetreiber und den Netznutzern, indem die Auswirkungen verschiedener Planungszeitpunkte auf die Stilllegungskosten der Gasnetze und die Verteilungseffekte zwischen heutigen und zukünftigen Netznutzern dargestellt werden.

3 Annahmen und Methodik

Mit dem Auslaufen der Erdgasversorgung werden absehbar große Teile der Gasverteilnetze stillgelegt werden. Laut Agora Energiewende (2023) geht die Länge der Gasverteilnetze szenarienabhängig um 71 bis 94 Prozent zurück. Der anhaltende Rückgang der Gasnachfrage wirft die Frage auf, wie der Ausstieg aus dem Gasnetz volkswirtschaftlich effizient und unter Vermeidung sozialer Härten für vulnerable Kunden gestaltet bzw. durch ökonomische Modelle abgebildet werden kann. In Abschnitt 3.1 wird zunächst beschrieben, was unter dem Konzept einer geordneten Stilllegung verstanden wird und welche Effekte dadurch auf das stilisierte

Modellnetz ausgehen. Abschnitt 3.2 beschreibt das betrachtete Modellnetz und die dahinterstehenden Annahmen für die Modellierung.

3.1 Konzept der „geordneten Stilllegung“

In der nachfolgenden regulatorischen Modellierung wird ab dem Zeitpunkt der Stilllegungsplanung von einer geordneten Stilllegung ausgegangen. Mit dem Begriff der „geordneten Stilllegung“ ist in diesem Bericht gemeint, dass der Gasverteilnetzbetreiber die technischen, ökonomischen und kommunikativen Maßnahmen ergreift, um das Gasnetz und seine Nutzer:innen auf die Stilllegung vorzubereiten und Teilgebiete zeitnah zu einem kritischen Nachfragerückgang stillzulegen.

Konkret werden dabei anhand der Ergebnisse aus Abschnitt 2 auf Seiten des VNB und der Gaskunden Anpassungen des Verhaltens angenommen, die sich in folgenden vier Effekten zusammenfassen lassen.

- 1) Abschreibungseffekt („KANU-Effekt“). Der VNB macht zur Vermeidung von stranded Assets ab dem Planungszeitpunkt Gebrauch von der Abschreibungsregeln nach KANU 2.0. Die Restnutzungsdauer der Netzanlagen wird auf das Jahr 2045 (Zieljahr der Klimaneutralität) begrenzt, und es wird zu einer degressiven Abschreibungsmethode gewechselt. Dies führt zu einem zeitlichen Vorziehen der Kapitalkosten und sorgt für eine vollständige Refinanzierung der Netzkosten durch die angeschlossenen Gaskunden.
- 2) Nachfrage-Effekt. Ein wichtiger Treiber einer geordneten Stilllegung liegt in der Entwicklung der Gasnachfrage. Der Modellanalyse liegt die Annahme zugrunde, dass die Ankündigung der geplanten Stilllegung durch den Netzbetreiber einen wesentlichen Einfluss auf den Verlauf der Gasnachfrage hat: Eine vom lokalen Netzbetreiber angekündigte Beendigung der Gasversorgung wird in der Regel als glaubwürdig eingestuft und kann dazu beitragen, eine durch politische und wirtschaftliche Unsicherheit bedingte „abwartende Haltung“ vieler Gaskunden zu beenden und den Umstieg auf eine alternative Heiztechniken zu beschleunigen. Modellierungstechnisch zeigt sich der Nachfrage-Effekt darin, dass ein zunächst konvexer Nachfrageverlauf ab der Stilllegungsankündigung zu einem konkaven Verlauf wird (siehe Abbildung 1 in Abschnitt 3.2).
- 3) Investitionsanpassung („CAPEX-Effekt“). Der VNB fährt die Investitionen (CAPEX) ab dem Zeitpunkt der Stilllegungsplanung schrittweise zurück, da die Stilllegung der Gasnetze damit verbindlich und regulatorisch abgesichert ist. Ersatzinvestitionen werden reduziert, indem die Nutzungsdauern von Anlagen – soweit dies technisch möglich ist – über die ursprünglich geplanten Zeiträume verlängert werden. Ebenso werden Neuanschlüsse an das Netz verweigert und Netzerweiterungen damit vermieden. Die Kapitalkosten sind dadurch insgesamt rückläufig.

- 4) Teilnetzstilllegungen („OPEX-Effekt“). In Teilen des Netzes führt der VNB vorzeitige Stilllegungen durch, sobald dies durch einen entsprechenden Rückgang der Nachfrage umsetzbar und regulatorisch möglich ist. Mit der physischen Verkleinerung des Netzes geht annahmegemäß ein Rückgang der Betriebskosten einher, die an die im Betrieb befindlichen Anlagen gekoppelt sind. Auch dieser Effekt führt zu einer Verringerung der Netzkosten.¹

Der Nachfrage-Effekt unter 2 ist dabei auch ein zentraler Treiber der zuletzt genannten CAPEX- und OPEX-Effekte: Erst der Rückgang der Nachfrage versetzt den VNB in die Lage, Investitionen gezielt zurückzufahren und einzelne Netzbereiche vorzeitig stillzulegen, um damit Kosteneinsparungen zu realisieren, die den Netzentgeltanstieg begrenzen. Die Modellierung der beiden Effekte erfolgt mit Hilfe eines Korrelationskoeffizienten, der die Stärke des Zusammenhangs zwischen der Netzentwicklung und der Nachfrageentwicklung ausdrückt und einen Wert zwischen 0 (keine Korrelation) und 1 (perfekte Korrelation) annehmen kann (vgl. Oberle, 2023 mit Verweis aus Then et al., 2006;). Für den CAPEX- und OPEX-Effekt wird jeweils ein Koeffizient festgelegt:

- Für den CAPEX-Effekt drückt der Koeffizient aus, wie stark sich die Investitionen an die rückläufige Nachfrage anpassen. Der Wert wird bis zur Stilllegungsplanung niedrig angesetzt (0,3) und erhöht sich ab dem Planungszeitpunkt (0,9). Ab diesem Moment passt sich der Investitionsverlauf demnach stark an die Nachfrage an und es kommt zu einem stärkeren CAPEX-Effekt.
- Analog wird für den OPEX-Effekt ein Koeffizient gesetzt, der den Zusammenhang zwischen der Netzstilllegung (Verkürzung der Netzlänge) und der Nachfrage bestimmt. Auch hier ist der Koeffizient zunächst gering (0,3) und erhöht sich dann ab dem Planungszeitpunkt auf 0,9. Bei einem niedrigen Wert verteilt sich der Nachfragerückgang zufällig auf die einzelnen Gebiete, so dass es kaum zu gezielten Stilllegungen von Teilnetzen kommt. Ein hoher Korrelationswert ergibt sich aus einer geordneten Stilllegung, sofern der Ausstieg aus der Gasversorgung durch den Netzbetreiber gesteuert wird, insbesondere durch angekündigte Trennungen von Kundenanschlüssen.

3.2 Beschreibung des Modellnetzes

Entwicklung der Gasnachfrage bis zum Zieljahr

Die regulatorische Modellierung basiert auf der Analyse eines synthetischen Modellnetzes. Zum Beginn der Betrachtungsperiode (2025-2045) beläuft sich die angenommenen Gasnachfrage im

¹ Gemeint sind hiermit nur die Kosten des Netzbetriebs und der Instandhaltung. Kosten des physischen Rückbaus, die mit einer Trennung der Netzanschlüsse einhergehen, sind nicht Teil der Betrachtung in dieser Studie.

Netz auf 450 GWh. Dies entspricht z.B. einem Netzgebiet mit 30.000 Haushalten mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 15 MWh.

Es wird von einem Rückgang der Gasnachfrage auf null bis zum Ende des Jahres 2045 (Zieljahr der Klimaneutralität) ausgegangen. Anschließend erfolgt per Annahme eine Stilllegung des Netzes. Für die Nachfrageentwicklung sind verschiedene Verlaufsformen möglich (vgl. Abbildung 1). Ein „konvexer“ Verlauf führt in den ersten Jahren zu einem schwächeren Nachfragerückgang, der sich gegen Ende des Betrachtungszeitraums beschleunigt. Umgekehrt ist der Effekt bei einem „konkaven“ Verlauf zunächst stärker und schwächt sich dann ab. Als Benchmark wird ein geteilter Verlauf angenommen: ein konvexer Verlauf bis zum Zeitpunkt der Stilllegungsplanung, der anschließend in einen konkaven Verlauf übergeht und zunächst zu einer Beschleunigung des Rückgang zum Zeitpunkt der angekündigten Stilllegung führt.

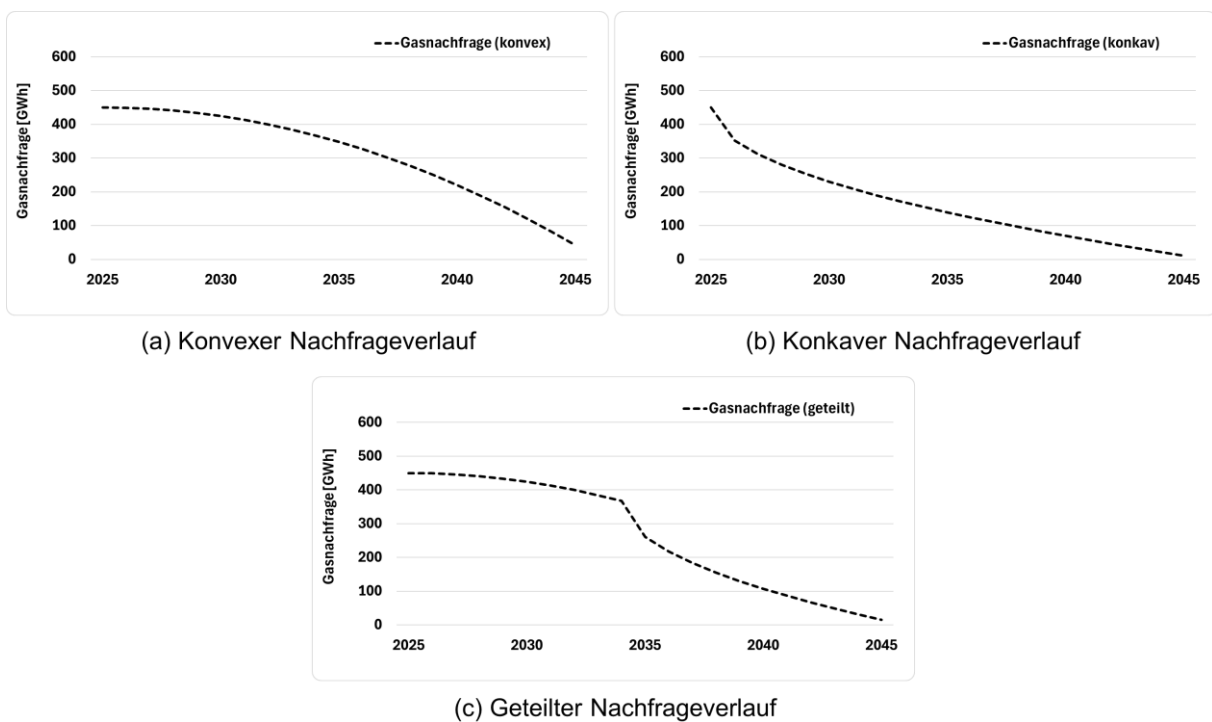


Abbildung 1: Entwicklung der Gasnachfrage

Entwicklung der Gasnetzinfrastruktur

Für die Modellierung der Infrastruktur erfolgt zunächst ein zyklischer Aufbau des Modellnetzes über einen Zeitraum von 50 Jahren vor dem Betrachtungszeitraum, was auch der angenommenen technischen und wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Netzanlagen entspricht. Der Investitionszyklus wird durch eine Sinus-Kurve abgebildet. Grundsätzlich kann je nach Zyklusverlauf zwischen einem „alten Netz“ und einem „neuen Netz“ unterscheiden werden (vgl. dena 2012, Agora 2023). Da sich die Ergebnisse für die zwei Netztypen nicht grundsätzlich

unterscheiden, wird in allen Berechnungen ein altes Netz zu Grunde gelegt. Der Investitionsspeak liegt dann im Jahr 1988 (vgl. Abbildung 2). In diesem Fall steigt der Investitionsbedarf zu Beginn des Betrachtungszeitraums an, da bis dahin von einem Eins-zu-eins-Ersatz abgeschriebenener Anlage ausgegangen wird. Erst mit Beginn des Betrachtungsraums wird diese strikte Annahme zu Gunsten eines Investitionsverhaltens aufgegeben, das sich an der Entwicklung der Nachfrage orientiert und somit im Laufe der Zeit zu sinkenden Investitionen führt.

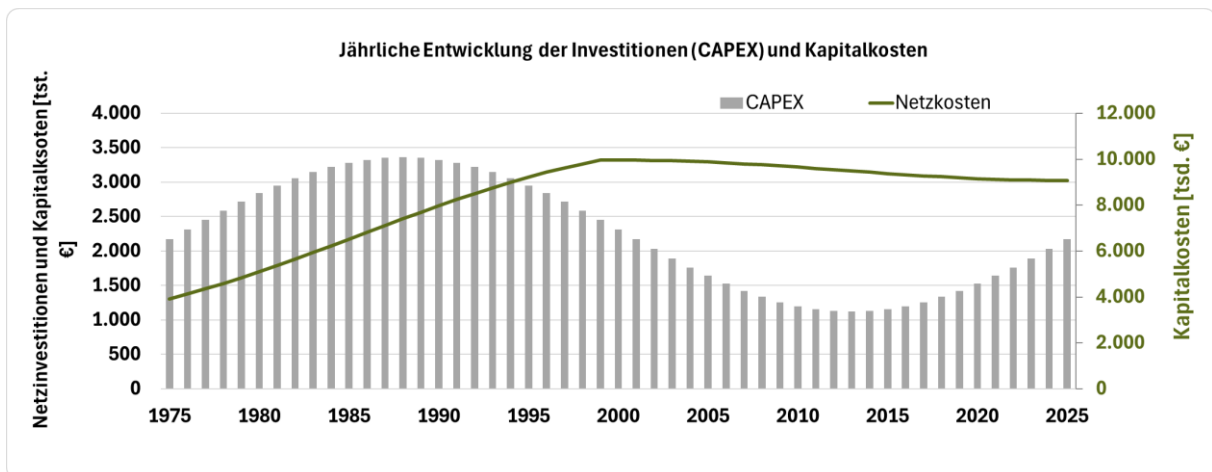


Abbildung 2: Entwicklung der Gasnetzinfrastruktur („altes Netz“)

Regulatorische Berechnung der Kosten, Erlöse und Netzentgelte

Die regulatorische Analyse beruht auf der Netzkosten- und Erlösberechnung des betrachteten Modellnetzes mit Hilfe des Regulierungsmodells „RegMo“. Dabei werden zunächst die Netzkosten auf Basis des zeitlichen Verlaufs von Investitionen, Betriebskosten und Stilllegungen der Gasnetzinfrastruktur ermittelt. Die Umrechnung der Netzkosten in regulatorische Erlöse erfolgt gemäß den Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung nach folgender (vereinfachten) Formel:

$$EOG_t = [OPEX_0 + KapK_0 - KKAB_t] \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t$$

Mit²:

EOG _t	Erlösobergrenze im Jahr t
OPEX ₀	Betriebskosten im Jahr 0 (Basisjahr)
KapK ₀	Kapitalkosten im Basisjahr
KKAB _t	Kapitalkostenabzug im Jahr t
KKA _t	Kapitalkostenaufschlag im Jahr t

² Aus Vereinfachungsgründen wurde in den Berechnungen auf die Berücksichtigung von Preisänderungen ($VPI_t/VPI_0 = 1$) und des generellen Produktivitätsfaktors ($PF_t = 0$) verzichtet.

VPI_t / VPI_0	Verbraucherpreisindex im Jahr $t / 0$
PF_t	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (X_{GEN})

Für die Kostenberechnung werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Kapitalkosten setzen sich aus den Abschreibungen und der Verzinsung des Restwerts der Netzanlagen zusammen. Es wird ein Kapitalkostensatz von 5 % angenommen. Die Netzanlagen werden über einen Zeitraum von 50 Jahren abgeschrieben. Dieser Zeitraum reduziert sich im Fall des Einsatzes von KANU 2.0, so dass die Anlagen zum Zieljahr 2045 vollständig abgeschrieben sind.
- Die Betriebskosten (OPEX) berechnen sich auf Basis des Tagesneuwertes (TNW) der im Betrieb befindlichen Netzanlagen. Es werden 4 % des TNW angesetzt (vgl. dena, 2012).
- Während die OPEX immer in der Höhe des vergangenen Basisjahrs in die EOG eingehen ($OPEX_0$), und dieser Erlösteil innerhalb der Regulierungsperiode konstant gehalten wird, gibt es für die Kapitalkosten eine jährliche Anpassung (Kapitalkostenabgleich).³

Aus den regulatorischen Erlösen (genehmigte Erlösobergrenze) werden die Netzentgelte vereinfacht durch Division durch die Gasnachfrage berechnet.

Für die Interpretierbarkeit der Ergebnisse wird der Investitionsverlauf des Modellnetzes normiert, so dass die Netzentgelte zu Beginn des Betrachtungszeitraums den realen Wert 2,33 ct./kWh annehmen. Dies entspricht dem durchschnittlichen Netzentgelt für Einfamilienhäuser gemäß Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2025).

Die Ergebnisse beziehen sich auf ein synthetisches Modellnetz. Dies ermöglicht valide Aussagen zu grundsätzlichen Wirkungszusammenhängen. Die Hochskalierung auf Gesamtdeutschland zeigt die bundesweite Größenordnung der Effekte; regionale Abweichungen sind möglich.

4 Ergebnisse der Berechnungen

Im Folgenden werden die Modellergebnisse und Sensitivitätsanalysen anhand von drei Kernaussagen zur Stilllegungsplanung zusammengefasst.

4.1 Starker Anstieg der Netzentgelte bis 2045 in allen berechneten Varianten

Mit dem Rückgang der Gasnachfrage kommt es in dem betrachteten Netz zu einem starken Anstieg der Netzentgelte, insbesondere in den letzten Jahren vor der Gasnetzstilllegung. Die folgende Abbildung 3 zeigt die Entwicklung bis 2045 jeweils im Durchschnitt der kommenden

³ Die Kapitalkosten des Basisjahrs ($KapK_0$) werden um die Differenz aus dem Kapitalkostenaufschlag (KKA_t) und dem Kapitalkostenabzug ($KKAB_t$) korrigiert, um Änderungen durch Neuinvestitionen und Abschreibungen zu berücksichtigen.

Regulierungsperioden (RegP). In der letzten, verkürzten RegP (2043-2045) betragen die Netzentgelte in den Basisberechnungen etwa 22 ct./kWh, was im Vergleich zum Ausgangswert in der 4. RegP von 2,33 ct./kWh annähernd einer Verzehnfachung entspricht.⁴

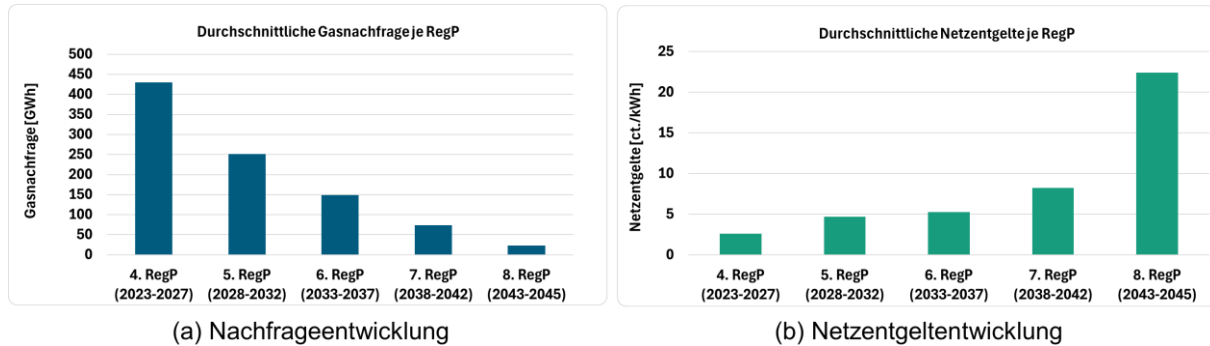


Abbildung 3: Entwicklung der Gasnachfrage und Netzentgelte

Der Netzentgeltanstieg zeigt sich in allen betrachteten Szenarien, unterscheidet sich jedoch unter anderem nach dem Zeitpunkt der Stilllegungsplanung (vgl. Abbildung 4 und Abschnitt 4.2). Eine frühere Stilllegungsplanung (Planung 2027) zieht einen Teil der Netzkosten zeitlich nach vorne und führt damit zu einem früheren Netzentgeltanstieg im Vergleich zu einer späten Planung. Im Gegenzug fallen die späteren Netzentgeltanstiege (ab 2035) weniger stark aus.

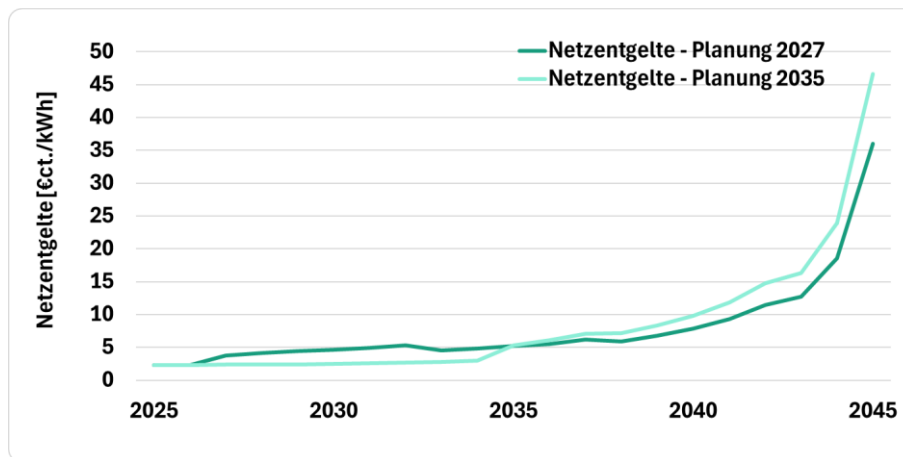


Abbildung 4: Netzentgeltentwicklung nach Planungszeitpunkten

Es ist jedoch unklar, ob die Netzentgelte der letzten Jahre vor der Gasnetzstilllegung die modellierte Höhe in der Praxis tatsächlich erreichen können. Aus ökonomischer Sicht ist davon auszugehen, dass es bei einer gewissen Höhe der Netzentgelte zu einem „Kippunkt“ kommt, an

⁴ Alle Ergebnisse sind in realen Werten gerechnet. Inflationsbedingte Kostensteigerungen werden nicht betrachtet.

dem die Opportunitätskosten einer strombasierten Heizung einen kurzfristigen Umstieg rechtfertigen. Es ist daher möglich, dass die letzten Gaskunden mit steigenden Netzentgelten alle gemeinsam sehr kurzfristig abwandern. Wo genau dieser Kipppunkt liegt, ist in Rahmen der Modellierung schwer zu bestimmen, da die Gaskunden die Entscheidung zum Abwandern anhand der Gesamtpreise der Energieträger sowie anhand der Verfügbarkeit der alternativen Wärmeversorgung anstatt allein aufgrund der Netzentgelte treffen. Zur Bestimmung des Kipppunktes sind damit auch die Entwicklungen des Gaspreises, der CO₂-Preise und der Strompreise als Referenzkosten für alternative Heiztechniken zu berücksichtigen.

4.2 Frühzeitige Stilllegungsplanung vermeidet volkswirtschaftliche Zusatzkosten und schützt vulnerable Kundengruppen

Die Modellergebnisse zeigen, dass der Zeitpunkt der Stilllegungsplanung einen erheblichen Effekt auf die Gesamtnetzkosten hat und daher für die volkswirtschaftlichen Kosten der Wärmewende von Bedeutung ist (vgl. Abbildung 5). Konkret zeigt der direkte Vergleich, dass bei gleichem Zieljahr der Gasnetzstilllegung (2045) eine frühere Planung der Stilllegung volkswirtschaftliche Zusatzkosten vermeiden kann. Erfolgt die Planung erst 2035 statt 2027, erhöhen sich die diskontierten Gesamtkosten des Netzes um ein Viertel.

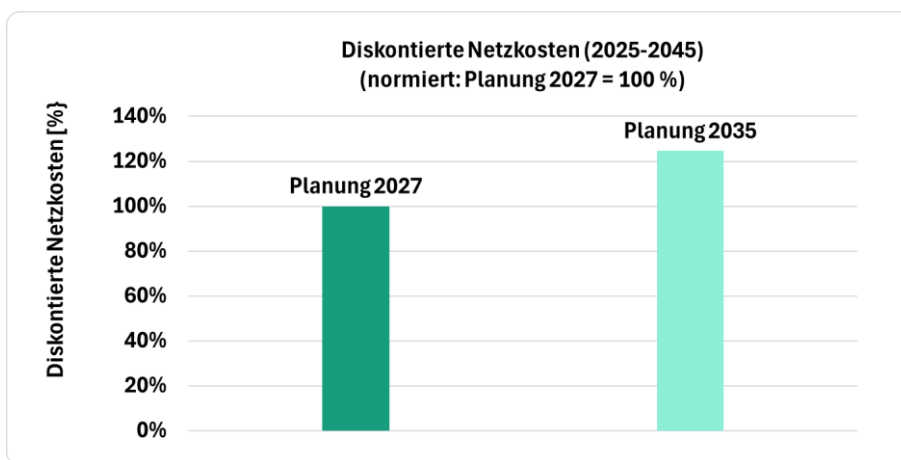


Abbildung 5: Diskontierte Netzkosten nach Planungszeitpunkten

Die Kosteneinsparung resultiert aus der Möglichkeit einer geordneten Rückführung des Gasnetzes im Rahmen des Nachfragerückgangs. Zentrale Effekte sind der CAPEX- und OPEX-Effekt (vgl. Abschnitt 3.1):

- Der CAPEX-Effekt ergibt sich daraus, dass infolge der Planung und Ankündigung der Stilllegung Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen systematisch zurückgefahren und damit Kapitalkosten vermieden werden.

- Der OPEX-Effekt resultiert aus vorzeitigen Stilllegungen und einer daraus resultierenden Verkleinerung des Netzes (Reduktion der Netzlänge), durch die Betriebskosten eingespart werden.

Betrachtet man den zeitlichen Verlauf der Netzkosten, ergeben sich im Vergleich der Planungszeitpunkte 2027 mit 2035 zwei sichtbare Effekte (vgl. Abbildung 6)⁵:

- Ab dem Planungszeitpunkt werden die Netzanlagen verkürzt auf das Zieljahr 2045 hin abgeschrieben. Dadurch kommt es zu einem Vorziehen von Netzkosten und einem sprunghaften Anstieg zum Planungszeitpunkt.
- Für die diskontierten Gesamtkosten spielen vor allem die zuvor genannten Einsparungen bei CAPEX und OPEX eine Rolle: Je früher mit der Planung und damit Anpassung der Investitionen und Betriebskosten begonnen wird, desto stärker fällt der Einsparungseffekt aus. In diesem Sinne verursacht jede Verzögerung der Stilllegungsplanung volkswirtschaftliche Zusatzkosten, die – je nach regulatorischer Vorgabe – am Ende von den Netzkunden, den Netzbetreibern oder der Allgemeinheit zu bezahlen sind.

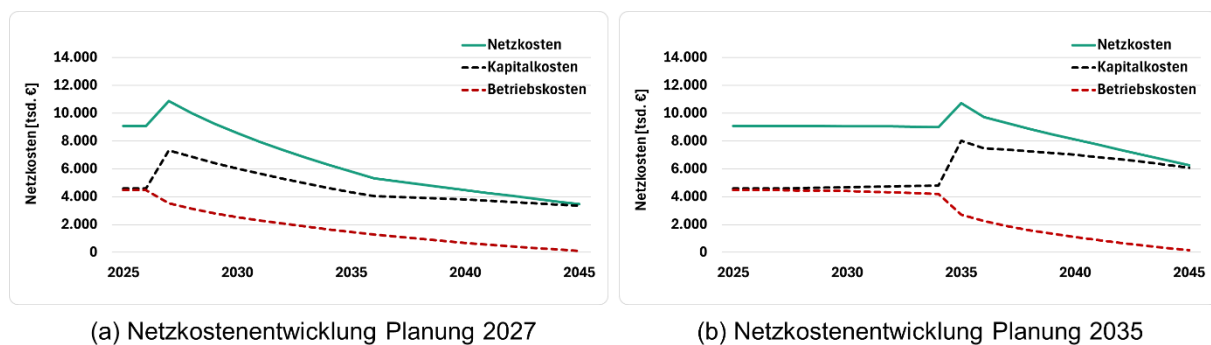


Abbildung 6: Entwicklung der Netzkosten nach Planungszeitpunkt

Die Auswirkungen auf die jährlichen Kosten eines Drei-Personen-Haushalts sind in der folgenden Abbildung 7 dargestellt. Der rechte Teil der Abbildung zeigt die Netzkostenbelastung: Bei früherer Planung werden vor allem die „letzten Kunden“ (Regulierungsperiode ab 2038) weniger stark belastet als bei einer späten Planung. Gleichzeitig sieht man im linken Teil der Abbildung, dass dann auch weniger Haushalte in der Gasversorgung verbleiben.

Im Hinblick auf die sozialen Härtefälle ergibt sich somit ein doppelter positiver Effekt einer frühen Planung: Insgesamt sind weniger Haushalte von weniger starken Kostensteigerungen betroffen.

⁵ Weitere Detailergebnisse finden sich im Anhang (Abschnitt 6)

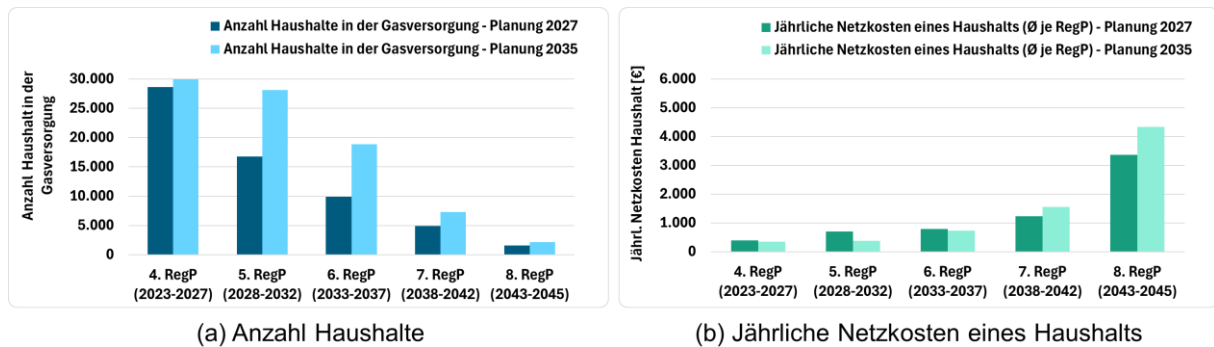


Abbildung 7: Anzahl in der Gasversorgung verbleibender Haushalte und Netzkostenbelastung

Die Kostensteigerungen für die „letzten Haushalte“ fallen jedoch in beiden Fällen sehr hoch aus: Es kommt ungefähr zu einer Verzehnfachung in den nächsten zwanzig Jahren, was im exemplarischen Fall eines Drei-Personen-Haushalts eine jährliche Mehrbelastung von 3 bis 4 Tsd. Euro bedeuten kann. Dies wirft die Frage auf, wie sich soziale Härten abfedern lassen.

Im Folgenden wird daher der Finanzierungsbedarf einer staatlichen Fördermaßnahme vereinfacht abgeschätzt, die als „Netzentgeltbremse“ wirken würde. Dabei wird eine Preisobergrenze (POG) festgesetzt, bei der die Netzentgelte gedeckelt werden. Die Gaskunden zahlen dann maximal die POG, während den Gasnetzbetreibern im Fall höherer genehmigter Netzentgelte die Differenz zur POG erstattet wird. Abbildung 8 zeigt für eine POG von 8 ct./kWh die Gesamtkosten dieses Fördermechanismus für das betrachtete Modellnetz für die unterschiedlichen Planungszeitpunkte. Dabei ergeben sich die gesamten Förderkosten aus der Multiplikation der Netzentgeltdifferenz mit dem Gasverbrauch, summiert über alle Jahre, in denen es zu einer Überschreitung der POG kommt. Dies wird laut den Berechnungen in den letzten vier bis fünf Jahren vor der Stilllegung der Fall sein.

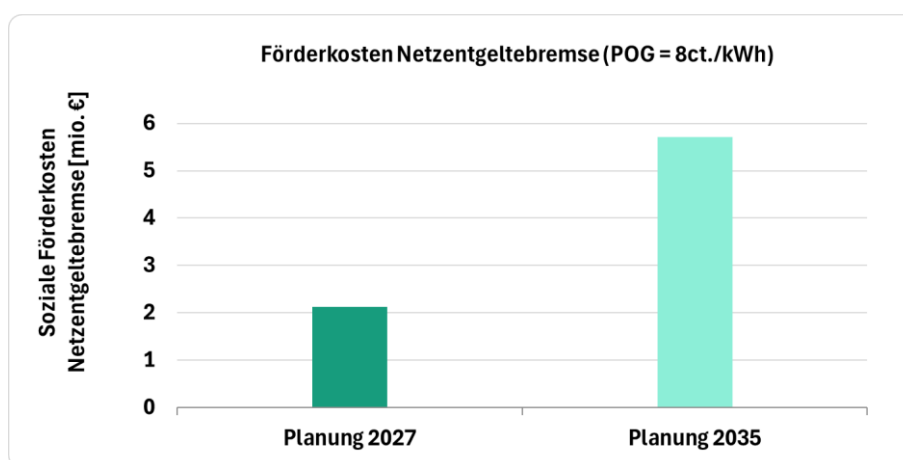


Abbildung 8: Förderkosten Netzentgeltbremse nach Planungszeitpunkt (Modellnetzebene)

Abbildung 9 zeigt die Förderkosten im Vergleich für unterschiedlich hohe POGs für die untersuchten Planungszeitpunkte.

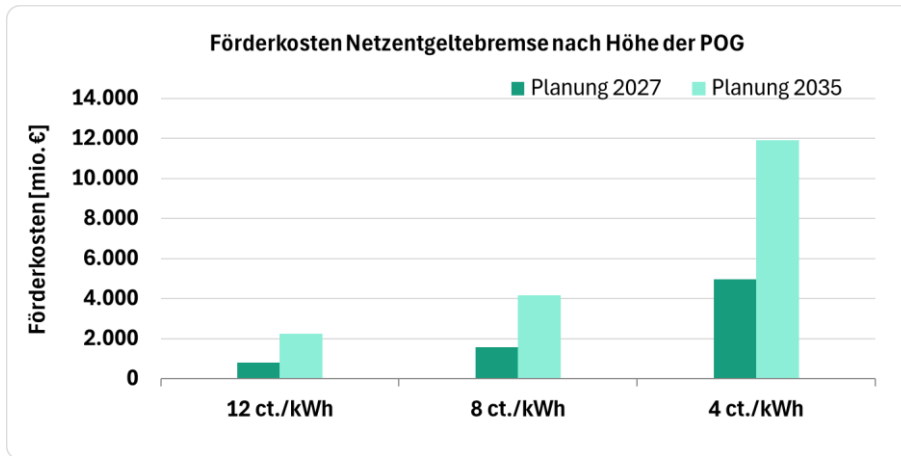


Abbildung 9: Förderkosten Netzentgeltebremse nach Höhe der festgelegten POG (Hochrechnung auf Deutschland)

Zur groben Einschätzung der Größenordnung kann man die Förderbeträge des Modellnetzes näherungsweise auf Deutschland hochrechnen:⁶

- Bei einer Stilllegungsplanung 2027 würden die Förderkosten rund 1,6 Mrd. € bei einer POG von 8 ct./kWh betragen (zum Vergleich: Bei 4 ct./kWh wären es 5 Mrd. € und bei 12 ct./kWh 0,8 Mrd. €).
- Eine Stilllegungsplanung 2035 würde dagegen – ebenfalls bei einer POG von 8 ct./kWh – zu Förderkosten in Höhe von etwa 4,2 Mrd. € führen (zum Vergleich: Bei 4 ct./kWh wären es dann 12 Mrd. € und bei 12 ct./kWh 2,2 Mrd. €).

4.3 Regelrahmen muss Netzbetreibern geordnete Stilllegung ermöglichen

Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass eine frühe Planung der Gasnetzstilllegung zu einer Vermeidung volkswirtschaftlicher Kosten beitragen kann. Dies setzt jedoch voraus, dass der Regelrahmen auch zulässt, dass die Planung mit Maßnahmen für eine geordnete Stilllegung einhergeht. Wird die Umsetzung solcher Maßnahmen durch den Regulierungsrahmen nicht gestützt, können die ökonomischen Vorteile einer geordneten Stilllegung nicht realisiert werden. Dies wird im Folgenden in Form von Sensitivitätsanalysen gezeigt, in denen zentrale Annahmen hinter den oben beschriebenen Effekten aufgegeben werden.

⁶ Der Größenfaktor für die Umrechnung beträgt 730 und ergibt sich vereinfacht aus dem geschätzten Gasverbrauch privater Haushalte und Gewerbe im Verhältnis zum angenommenen Gasverbrauch im Modellnetz. Bei einem Anteil von 39 % der privaten Haushalte und Gewerbe (vgl. GASAG) und einem gesamten Gasverbrauch in Deutschland von 844 TWh für 2024 (vgl. Bundesnetzagentur) ergibt sich ein Größenverhältnis von 330 TWh zu 450 GWh und damit etwa 730.

Nachfrageeffekt der Stilllegungsplanung

Ein maßgeblicher Treiber hinter den Effekten der Stilllegungsplanung liegt in deren Auswirkung auf den Nachfrageverlauf. In den Basisberechnungen wird angenommen, dass es ab dem Zeitpunkt der Stilllegungsankündigung zu einer Beschleunigung des Gasrückgangs kommt, und die Nachfrage in einen konkaven Verlauf übergeht. Stellt sich dieser unmittelbare Nachfrageeffekt nicht ein, fällt auch der Rückgang der Netzkosten geringer aus und der Vorteil der Stilllegungsplanung schwächt sich ab. Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der mit Gas versorgten Haushalte und der Gesamtnetzkosten im Vergleich mit und ohne Nachfrageeffekt, jeweils für den Fall einer Stilllegungsplanung 2027. Die Netzkosten gehen bei Wegfall des Nachfrageeffekts trotz früher Planung langsamer zurück. Der verringerte Kosteneffekt ist darauf zurückzuführen, dass die Netzentwicklung an die Nachfrageentwicklung gekoppelt ist: Wenn die Nachfrage weniger stark zurückgeht, lassen sich auch Investitionsanpassungen und Teilnetzstilllegungen erst zu einem späteren Zeitpunkt realisieren. Im Vergleich zu einer späten Planung verbleibt dennoch ein positiver Effekt.

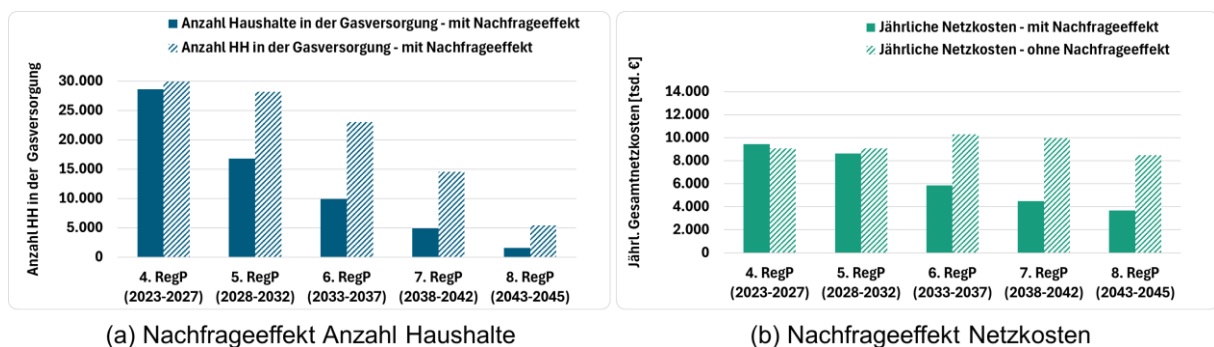


Abbildung 10: Einfluss des Nachfrageeffekts auf die Netzkosten

Wird die Glaubwürdigkeit der Stilllegungsankündigung des Netzbetreibers durch Unsicherheiten im Regelrahmen oder politisch unklare Signale verringert, können daher auch die Vorteile der frühen Stilllegungsplanung nicht im vollen Umfang realisiert werden.

Investitions- und Stilllegungseffekte (CAPEX- und OPEX-Effekte)

Die Kostenwirkungen und damit ökonomischen Vorteile einer geordneten Stilllegung bestehen hauptsächlich in dem CAPEX- und OPEX-Effekt, die sich aus der Anpassung der Netzinvestitionen und vorzeitigen Teilnetzstilllegungen ergeben. Hinzu kommt der Abschreibungseffekt aus der Nutzung von KANU 2.0, der die zeitliche Verteilung der Kosten und damit auch die Verteilungseffekte zwischen den Konsumentengruppen beeinflusst. Da die Einsatzentscheidung zu KANU 2.0 in der Praxis jedoch losgelöst von der Frage einer konkreten Stilllegungsplanung ist, liegt der Fokus im Folgenden auf den beiden erstgenannten Effekten: Wie ändern sich die

Analyseergebnisse, wenn sich die angenommenen Kostensenkungen nicht realisieren lassen und welche Rolle spielt dabei der Regulierungsrahmen?

Der Kosteneffekt aus der Investitionsanpassung (CAPEX-Effekt) ergibt sich daraus, dass der Netzbetreiber die Infrastrukturinvestitionen mit der absehbaren Stilllegung des Gasnetzes anpasst, d.h. Ersatzinvestitionen weitestgehend zurückfährt und Erweiterungsinvestitionen unterlässt. Der Stilllegungseffekt (OPEX-Effekt) resultiert daraus, dass einzelne Netzstränge bereits vorzeitig stillgelegt und dadurch Kosten der Netzbewirtschaftung reduziert werden können. Abbildung 11 zeigt im Vergleich die Modellergebnisse, wenn zunächst der OPEX-Effekt und dann zusätzlich der CAPEX-Effekt ausgeschlossen werden. Werden beide Effekte nicht realisiert, weil der Netzbetreiber die Anpassungen an der Infrastruktur entweder nicht vornehmen darf oder nicht die ökonomischen Anreize dafür hat, so zeigen die Ergebnisse, dass sich die Netzkosten kaum absenken lassen. Die Stilllegungsplanung bleibt damit weitgehend wirkungslos für die Einsparung volkswirtschaftlicher Zusatzkosten.

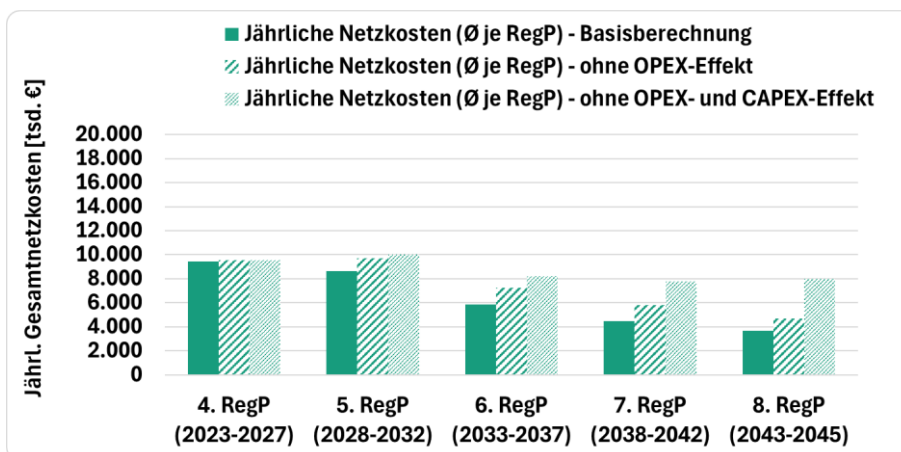


Abbildung 11: Sensitivitätsanalyse CAPEX- und OPEX-Effekt

Hiermit erscheint eine zeitnahe Umsetzung der Stilllegungsmaßnahmen nach dem Abschluss der Stilllegungsplanung eine notwendige Voraussetzung für die Realisierung der Kostenersparnisse aus der Stilllegungsplanung. Der Netzbetreiber muss möglichst zeitnah nach dem Abschluss der Stilllegungsplanung Neuanschlüsse an das Gasnetz ablehnen oder bestehende Netzanschlüsse kündigen können, damit eine geordnete Stilllegung umgesetzt werden kann. Die in Abschnitt 2.2 dargestellte Risiko-Asymmetrie zwischen den Netzbetreiber und Netzkunden erscheint in diesem Kontext ebenfalls kritisch: Verzögerungen bei der Umsetzung von geordneter Stilllegung nach dem Abschluss der Stilllegungsplanung wirken sich vor allem auf die Netzentgelte und damit die Netzkunden aus.

5 Schlussfolgerungen

Die Modellergebnisse zeigen, dass Zeitpunkt, Verbindlichkeit und zeitnahe Umsetzbarkeit der Stilllegungsplanung erhebliche volkswirtschaftliche Auswirkungen haben. Daraus lassen sich drei zentrale Schlussfolgerungen in Bezug auf die aktuelle politische Diskussion ableiten.

- Die Berechnungen belegen, dass eine frühzeitige Stilllegungsplanung die diskontierten Gesamtkosten um bis zu 20 Prozent reduziert und mögliche Förderkosten des Staates zur Abfederung sozialer Härten mehr als halbiert. Zudem mildert eine frühe Planung den Netzentgeltanstieg für die letzten verbleibenden Netznutzer. Da Netzbetreiber die Kapitalkosten über verkürzte Abschreibungen vollständig weitergeben können, erhöht sich die Wahrscheinlichkeit einer aus volkswirtschaftlicher Sicht zu späten Stilllegungsplanung.
- Der EnWG-E sieht vor, die Pflicht zur Stilllegungsplanung an die Langfristprognose der Nachfrage zu koppeln. Dabei erfolgt die regulatorische Überprüfung der Prognose erst bei Planeinreichung, wodurch vergangene Prognosefehler oder zu optimistische Nachfrageeinschätzungen keiner Prüfung unterliegen und potenziell volkswirtschaftliche Zusatzkosten entstehen können. Dieses Defizit des Entwurfs könnte durch die Einführung allgemeiner verbindlicher Einreichfristen für Stilllegungsplanungen adressiert werden. Hierbei wäre es möglich, sich z.B. an der Erfahrung mit dem Wärmeplanungsgesetz zu orientieren.
- Ein maßgeblicher Treiber hinter den Effekten der Stilllegungsplanung liegt in deren Auswirkung auf den Nachfrageverlauf. Stellt sich dieser unmittelbare Nachfrageeffekt nicht ein, fällt auch der Rückgang der Netzkosten geringer aus und der Vorteil der frühen Stilllegungsplanung schwächt sich ab. Der verringerte Kosteneffekt ist darauf zurückzuführen, dass die Netzentwicklung an die Nachfrageentwicklung gekoppelt ist: Wenn die Nachfrage weniger stark zurückgeht, lassen sich auch Investitionsanpassungen (CAPEX-Effekt) und Teilnetzstilllegungen (OPEX-Effekt) erst zu einem späteren Zeitpunkt realisieren. Wird daher die Glaubwürdigkeit der Stilllegungsankündigung durch Unsicherheiten im Regelrahmen verringert, können die Vorteile der frühen Stilllegungsplanung nicht im vollen Umfang realisiert werden.
- Der Referentenentwurf sieht in § 17k (1) EnWG-E vor, dass Netzbetreiber nach Genehmigung der Stilllegungsplanung Neuanschlüsse ablehnen und Anschlüsse unter bestimmten Voraussetzungen kündigen können. Die Analysen zeigen, dass die Kostenersparnisse der Stilllegungsplanung nur bei zeitnaher Umsetzung der damit verbundenen Maßnahmen realisiert werden. Vor diesem Hintergrund sollten die Ankündigungs- und Prüfungsfristen für die Stilllegungsmaßnahmen unnötige Zeitverzögerungen vermeiden.

Zur Einordnung der Ergebnisse sei darauf hingewiesen, dass die Studie sich ausschließlich mit der Gasnetzinfrastruktur und den daraus resultierenden Kostenentwicklungen beschäftigt hat. Die Gas- und CO₂-Preisentwicklung wurde ebenso ausgeklammert wie weitere marktseitige oder politische Entwicklungen, die ihrerseits einen erheblichen Einfluss auf die Kostenentwicklung und die Entscheidungen der Haushalte haben werden.

6 Anhang: Modellergebnisse

In diesem Anhang werden die zeitlichen Verläufe der Gasnachfrage, Netzinvestitionen (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) und Netzentgelte der berechneten Modellvarianten und ausgewählter Sensitivitäten dargestellt.

- In Abschnitt 6.1 finden sich die beiden Basisvarianten (Stilllegungsplanung 2027 und 2035).
- In Abschnitt 6.2 stellt den Fall des „Business-as-usual“ dar, der im Hauptteil des Berichts nicht behandelt wird, aber Einblick in die volkswirtschaftlichen Kosten gibt, die mit einer ungeplanten Netzstilllegung verbunden wären.

6.1 Basisvarianten

Szenario „Stilllegungsplanung 2027“ (frühe Planung)

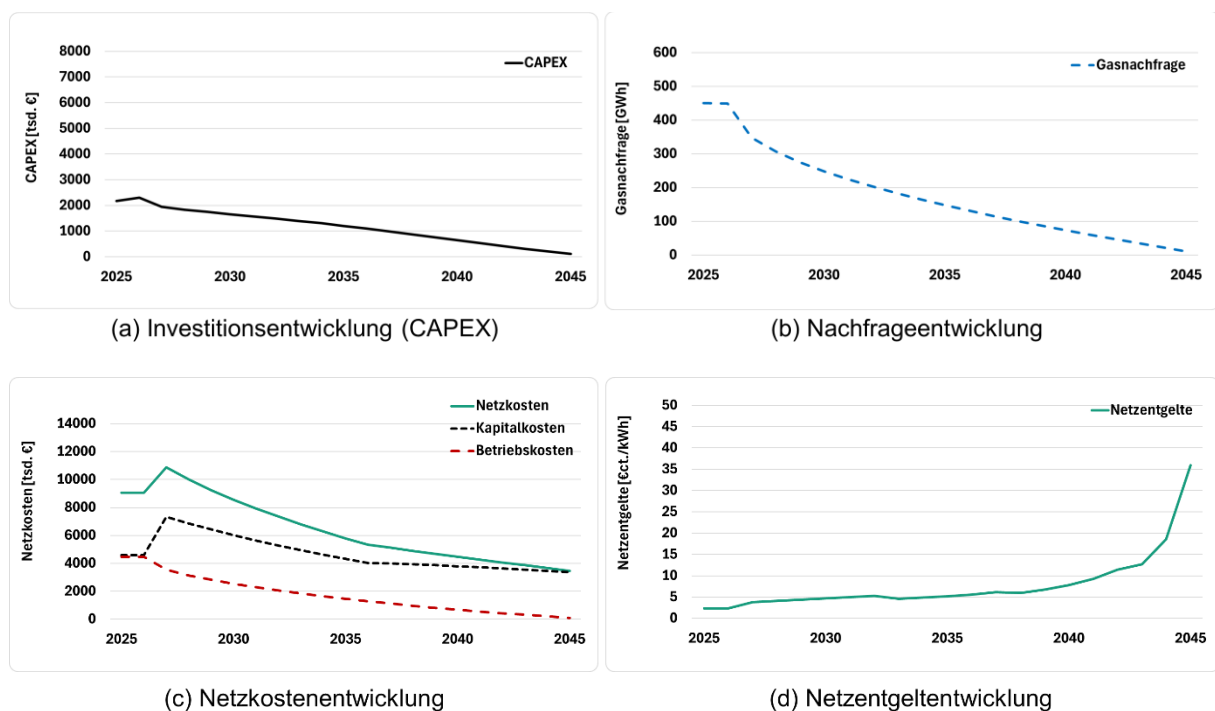
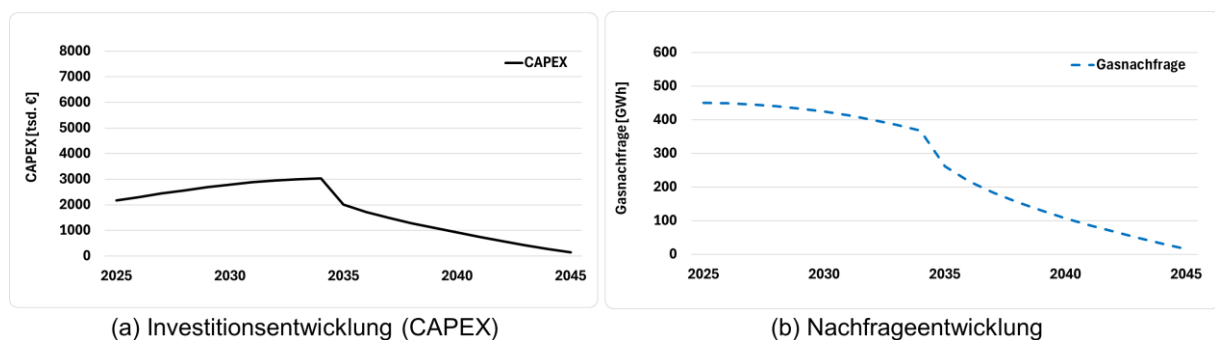


Abbildung 12: Modellergebnisse „Stilllegungsplanung 2027“

Szenario „Stilllegungsplanung 2035“ (späte Planung)



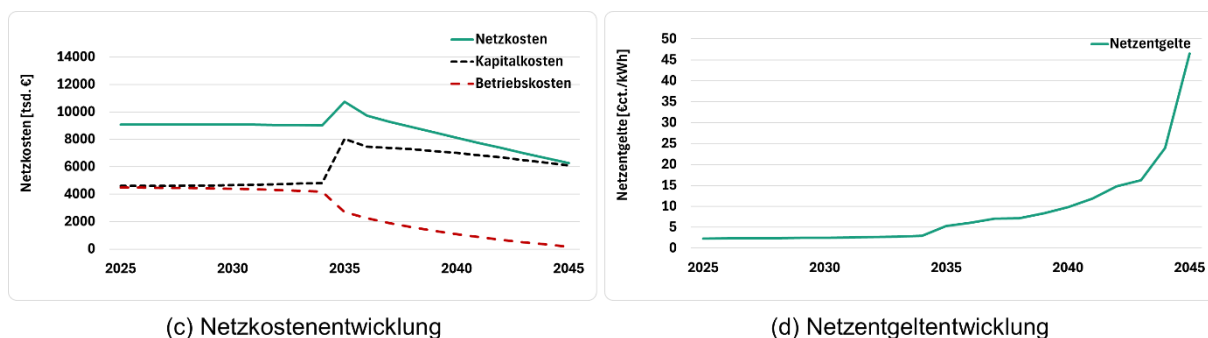


Abbildung 13: Modellergebnisse „Stilllegungsplanung 2035“

6.2 Sensitivitätsrechnungen

„Business-as-usual“ (keine Stilllegungsplanung)

Im Fall eines „Business-as-usual“ (BAU) verzichtet der Verteilnetzbetreiber (VNB) vollständig auf eine Stilllegungsplanung. Im hier angenommenen Analyserahmen würde dies bedeuten, dass der VNB weder Anpassungen der Investitionen vornimmt noch vorzeitige Stilllegungen von Netzsträngen durchführt, deren Mitversorgung auf Grund der gesunkenen Nachfrage ggf. nicht mehr ökonomisch sinnvoll ist.

Dieses Szenario wurde nicht in den Ergebnisvergleich des Hauptberichts einbezogen, da es in der Praxis nicht als wahrscheinlich einzustufen ist. Zumindest der Einsatz der Abschreibungsregeln nach KANU 2.0 dürfte im Interesse des Netzbetreibers liegen, da nur dadurch stranded Assets vermieden werden können.

Das BAU-Szenario dient jedoch als theoretische Referenz um aufzuzeigen, wie sich Kosten und Netzentgelte in diesem Fall entwickeln würden. Abbildung 14 stellt die Ergebnisse dar.

Die Kapitalausgaben (CAPEX) steigen auf Grund der Ersatzinvestitionen unter der gegebenen Annahme eines alten Netzes zunächst noch leicht an (Abb. 1(a)). Ebenso steigen die sich daraus ergebenden Netzkosten (Abb. 2(c)).

Bedingt durch die Regulierungssystematik der Erlösobergrenze (EOG) verteilen sich die Kosten im Zeitverlauf auf eine geringer werdende Nachfrage (Abb. 1(b)), sodass die Netzentgelte je kWh Gasverbrauch vor allem in den letzten Jahren vor dem Zieljahr der anvisierten Klimaneutralität 2045 deutlich steigen (Abb. 1(d)).

Ein Teil der Kosten bleibt in diesem Szenario darüber hinaus ungedeckt (stranded Assets). Da die Anlagen auch nach 2045 noch nicht vollständig abgeschrieben sind, sofern der Netzbetreiber (wie hier angenommen) keine Anpassung der Nutzungsdauern nach KANU 2.0 vornimmt, verbleibt

nach 2045 noch ein Restwert des Netzes. Es verbleiben dann jedoch keine Erdgaskunden mehr im Netz, so dass der Netzbetreiber keine Erlöse mehr generieren kann, um die verbleibenden Netzkosten zu refinanzieren. Dies erklärt den geringeren Netzentgeltanstieg in den letzten Jahren im Vergleich zu den Basisvarianten. Die gestrandeten Kosten sind auf das Jahr 2045 diskontiert dargestellt (Abb. 1(e)).

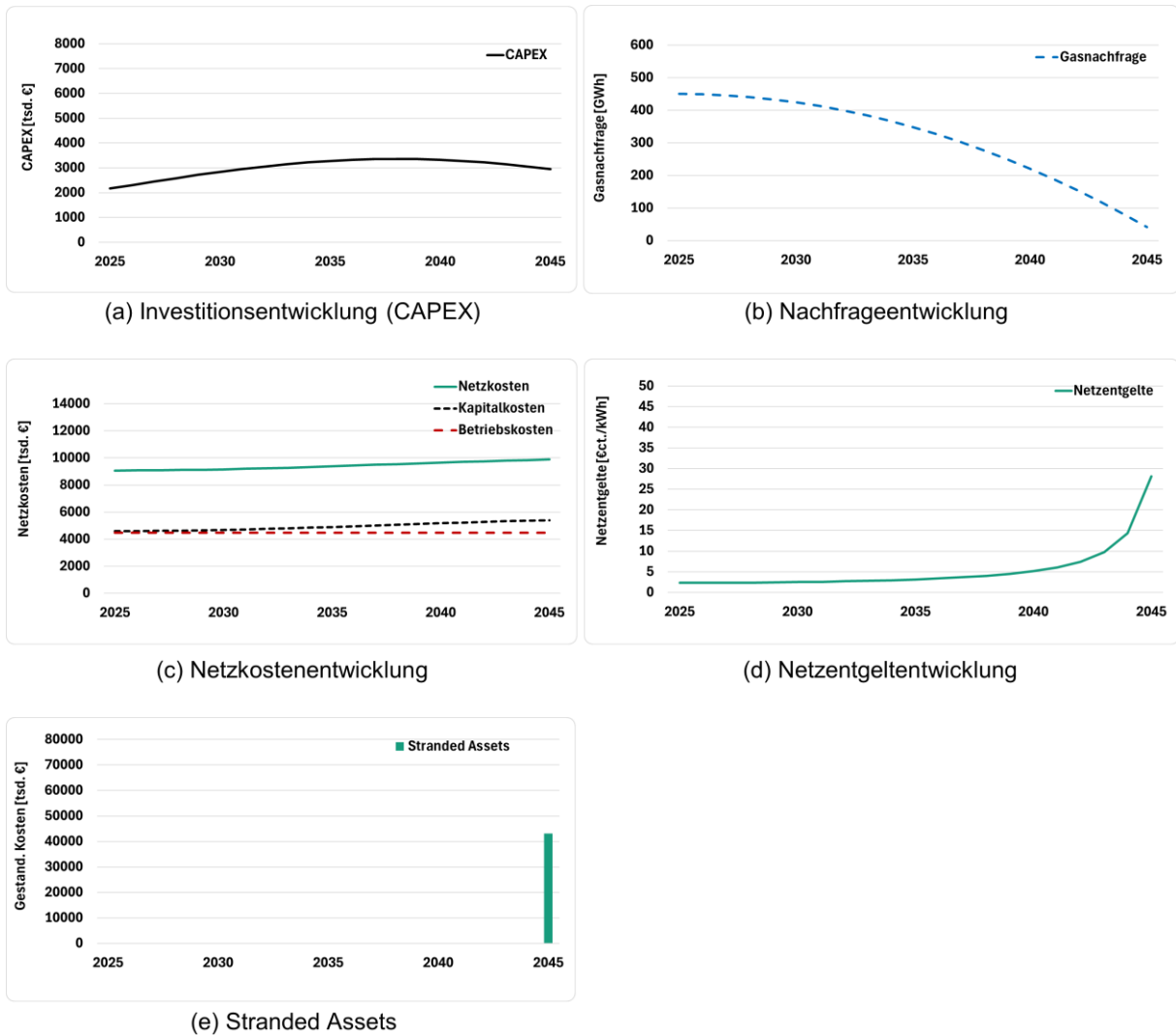


Abbildung 14: Szenario "Business as usual" (BAU)

7 Referenzen

- Agora Energiewende, 2023. *Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analyse und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfunkpatible Transformation.*
- BBH, 2023. *Regulatorische Anpassungsbedarfe zur Transformation der Gasversorgung im Kontext der Gasversorgung im Kontext der Wärmewende.*
- BBH, 2024. Ein Meilenstein der Gasnetztransformation: die Festlegung KANU 2.0 der BNetzA. Zugriff am 14.11.2025: <https://www.bbh-blog.de/allgemein/ein-meilenstein-der-gasnetztransformation-die-festlegung-kanu-2-0-der-bnetza/>
- BDEW, 2025. BEDW-Gaspreisanalyse Oktober 2025. Zugriff am 14.11.2025: https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/?utm_source=chatgpt.com
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), 2025. *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets (EnWG-E).* Entwurf von 4. November 2025.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2024. *Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilnetze.*
- BNetzA, 2025. *Beschluss wegen des Verfahrens zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteil- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas).* Aktenzeichen GBK-25-01-2#1. Entwurf von 18. Juni 2025.
- Buchmann M., Brunekreeft G., Palovic M. & Pechan A., 2023. *Future of Gas – Umgang mit straded asset Risiken bei der Energieinfrastruktur.* Bremen Energy Working Paper Nr. 42.
- Dena, 2025. *dena-Verteilnetzstudie II. Weichenstellung bei Verteilnetzbetreibern für Klimaneutralität – eine spartenübergreifende Perspektive.*
- Dena, 2012. *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.*
- DVGW (2025). *Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP). Leitfaden 2025: Vorbereitung Langfristprognose 2.0 und Art. 56/57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie.*
- Europäische Kommission (2024). *Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnemärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG.* Amtsblatt der Europäischen Union.
- Guidehouse, Höch und Partner & MVV, 2023. *Zukunft der Gasnetze: Empfehlungen für eine koordinierte Wärmewende.*
- Oberle, S. (2023). *Rolle der Erdgasverteilnetze im Energiesystem der Zukunft in Deutschland.* Dissertation, Karlsruhe, Dezember 2023.
- Then, D., Spalthoff, C., Bauer, J., Kneiske, T. M., und Braun, M. (2020b). Impact of natural gas distribution network structure and operator strategies on grid economy in face of decreasing demand. *Energies*, 13(3):664.
- Umweltbundesamt (UBA), 2023. *Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz.*