

Ist der regulatorische Rahmen von Gasverteilnetzen für die zukünftigen Herausforderungen im deutschen Energiesystem gewappnet?

Stella Oberle¹, Till Gnann²

¹Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG,
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, +49 721 6809248, stella.oberle@ieg.fraunhofer.de,
www.ieg.fraunhofer.de

²Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI,
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Kurzfassung:

Um die Klimaziele erreichen zu können, wird langfristig die Gasnachfrage insbesondere im Gebäudesektor sinken, da ein starker Wettbewerb zwischen Wärmepumpen, Wärmenetzen und Gasbrennwertkesseln zur Wärmeversorgung in Gebäuden vorherrscht. Eine sinkende Gasnachfrage bei einer unveränderten Größe des Gasnetzes führt zu steigenden Netzentgelten. Ein Rückbau der Gasverteilnetze und somit eine Größenreduktion des Gasnetzes kann diesem Trend entgegenwirken und einen wirtschaftlichen Betrieb des verbleibenden Netzes gewährleisten. In diesem Papier wird anhand eines Beispielnetzbetreibers untersucht, ob die Anreizregulierung einen effizienten Betrieb der Gasverteilnetze im Energiesystem bis 2050 fördert. Hierfür werden die Erlösobergrenze und der Kapitalwert von vier verschiedenen Szenarien miteinander verglichen und anhand von verschiedenen Nachfrageentwicklungen die Netzentgelte abgeleitet, um die Auswirkung auf die Endverbraucher zu verdeutlichen. Die Ergebnisse zeigen, dass zwar eine Steigerung des Effizienzwertes die Verluste in den Szenarien verringert, aber das Szenario mit den höchsten wirtschaftlichen Verlusten auch die höchsten Erlöse genehmigt bekommt. Dies lässt bezweifeln, dass der aktuelle regulatorische Rahmen für die Herausforderungen des Gasverteilnetzes im zukünftigen Energiesystem geeignet ist.

Keywords: Gasverteilnetz, Erlösobergrenze, Kapitalwert, Netzentgelte

1 Einleitung

Der 6te Bericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) verdeutlicht das schnelle Voranschreiten des Klimawandels und unterstreicht die Notwendigkeit von Maßnahmen zur nachhaltigen Reduktion der CO₂-Emissionen [1]. Für eine verstärkte Reduktion der CO₂-Emissionen beschloss der Deutsche Bundestag im Juni 2021 das neue Bundes-Klimaschutzgesetz, welches mit deutlich ambitionierteren Zielen die Vorgaben des deutschen Bundesverfassungsgerichts und die neuen europäischen Klimaziele umsetzt [2]. Die neue Zielsetzung sieht vor, bereits 2030 65% weniger Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 zu emittieren und bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen [2].

Bisherige Studien hatten das Ziel eines klimaneutralen Energiesystems bis 2050 und entsprechen somit nicht den neuen Klimazielen [3–5]. Nichtsdestotrotz kann man

grundlegende Entwicklungen anhand der Studienergebnisse ableiten, wie zum Beispiel die Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) verdeutlichen [5]. In dieser Studie werden drei Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland bis 2050 mit einem Szenario mit Fokus Strom, einem Szenario mit Fokus Power-to-Gas (PtG)/ Power-to-Liquid (PtL) und ein weiteres Szenario mit Fokus auf den Einsatz von Wasserstoff (H₂) erstellt [5]. Lediglich das Strom-Szenario erfüllt die neuen Klimaziele für 2030 (-65%) und 2040 (-88%) [5]. Die anderen beiden Szenarien verfehlen diese Ziele.

Eine der grundlegenden Entwicklungen, welche in den älteren Studien in 2018 und auch in den neueren Szenarien der Langfristszenarien deutlich wird, ist eine sinkende Methannachfrage im Gebäudereich (Abbildung 1). Während in der dena-Studie [4] geringe Methanmengen zwischen 18 TWh und 141 TWh im Gebäudesektor in 2050 nachgefragt werden, zeigt das Szenario von BCG und prognos [3] sowie die Szenarien mit Fokus Strom und Fokus H₂ der Langfristszenarien [5], dass der Gebäudesektor auch ohne Methan auskommen kann. Lediglich das PtG/PtL-Szenario der Langfristszenarien zeigt einen Methanbedarf von 178 TWh in 2050 [5].

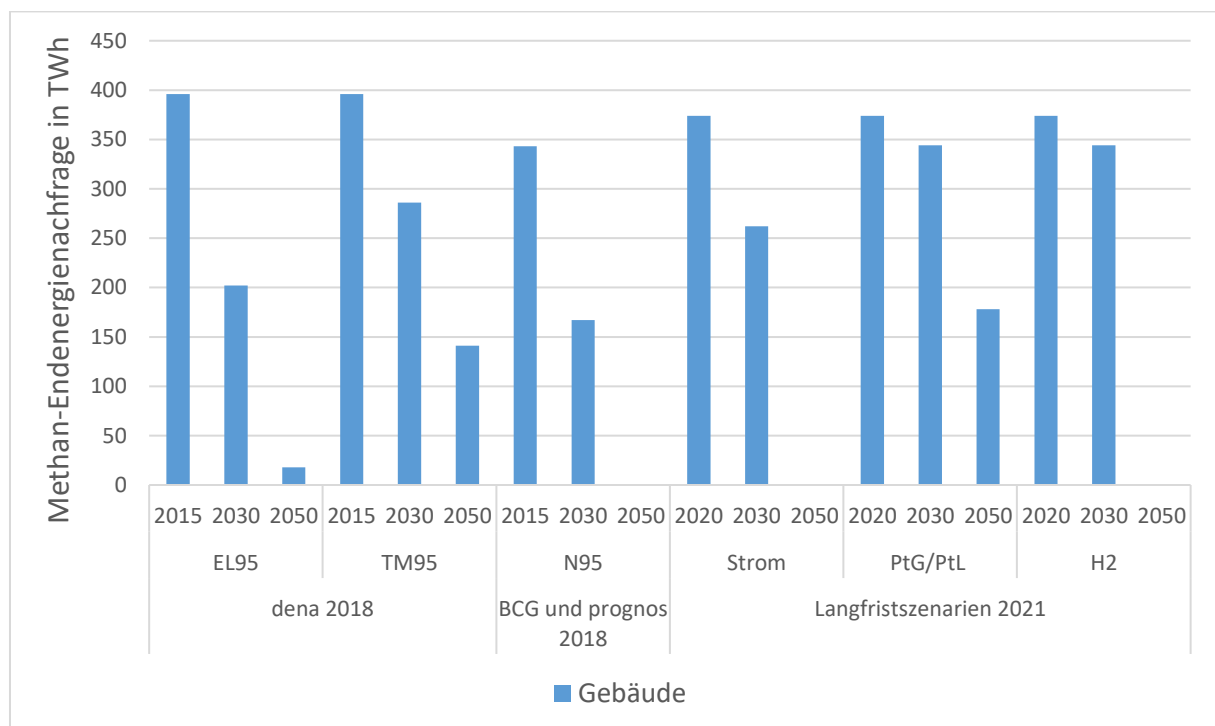


Abbildung 1: Methan-Endenergiebedarf im Gebäudesektor in verschiedenen Studien bis 2050 [3–5]

Eine deutlich sinkende Methannachfrage, wie die in Abbildung 1 dargestellten Entwicklungen, führt zu Herausforderungen für die Gasindustrie, insbesondere für die Gasverteilnetze, welche die Endverbraucher im Gebäudesektor mit heute Erdgas (besteht zu über 83 % aus Methan [6]) und zukünftig synthetischem Methan (strombasiert produziertes Methan) versorgen. Neben einer stärkeren Sanierung und somit geringeren Endenergienachfrage, führt die Konkurrenz zu Wärmepumpen und Wärmenetzen zu dieser sinkenden Methannachfrage [3–5]. Kunden, die ursprünglich durch das Gasverteilnetz versorgt wurden, wechseln zu Wärmeerzeugungstechnologien, die durch das Stromverteilnetz versorgt werden, oder zu Wärmenetzen. Bei einer gleichbleibenden Gasverteilnetzgröße führt eine sinkende Anzahl an

Gasabnehmern zu steigenden Netzentgelten, da die Netzkosten auf weniger Netznutzer verteilt werden [7]. Eine sinkende Gasverteilnetzgröße, in anderen Worten ein Netzurückbau, kann diesem Trend entgegenwirken.

Da das Gasverteilnetz ein natürliches Monopol ist, unterliegen die Netzbetreiber einer Anreizregulierung [8]. In Deutschland wird das Instrument der Erlösobergrenze verwendet, welche eine Grenze für die maximal erwirtschafteten Erlöse des jeweiligen Gasverteilnetzbetreibers vorgibt [9]. Zur Bestimmung der Erlösobergrenze meldet der Netzbetreiber die Netzkosten an die Bundesnetzagentur (BNetzA), welche als bundesweite Regulierungsbehörde einen Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern durchführt [10]. Mittels der Netzkosten und des individuell bestimmten Effizienzwertes legt die BNetzA die individuelle Erlösobergrenze für einen Netzbetreiber fest [10]. Der Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern simuliert eine Art Wettbewerb und motiviert einen effizienten Netzbetrieb [8].

Da sinkende Netzkosten somit auch zu sinkenden Erlösobergrenzen führen, stellt sich die Frage: Ist der regulatorische Rahmen der Gasverteilnetze für die zukünftigen Herausforderungen im deutschen Energiesystem geeignet?

Im Folgenden soll anhand eines Beispielnetzbetreibers geprüft werden, ob die Anreizregulierung einen effizienten Netzbetrieb fördert. Hierfür werden anhand öffentlich zugänglicher Daten die Netzkosten abgeleitet (Kapitel 2.1) und mittels der Regulierungsformel die Erlösobergrenze bestimmt (Kapitel 2.2). Nach einer Validierung der Erlösobergrenze mit den historischen Daten wird eine Projektion bis 2050 hergeleitet. Mittels verschiedener Nachfrageszenarien werden anschließend die Netzentgelte berechnet und somit die Auswirkungen auf die Endverbraucher dargestellt. Für die Bewertung der Investitionsentscheidung in einen Weiterbetrieb des Gasverteilnetzes (Business-as-usual) und in den Rückbau des Gasverteilnetzes wird eine Kapitalwertanalyse durchgeführt (Kapitel 2.3). Diese zeigt, welche der Investitionsoptionen die wirtschaftlichste Option für den Beispielnetzbetreiber ist. Nachdem in Kapitel 3 die Ergebnisse diskutiert werden, fasst Kapitel 4 die Schlussfolgerung zusammen und schließt mit einer kritischen Reflektion der Vorgehensweise.

2 Methodische Vorgehensweise

Zur Betrachtung der Erlösobergrenze im Zusammenspiel mit Investitionsentscheidungen eines Netzbetreibers wird das Python-basierte Modell MERLIN – Municipal energy infrastructure investment analysis under regulation – eingesetzt. MERLIN ist in drei Module aufgebaut, wie im grünen Kasten der Abbildung 2 dargestellt. Im ersten Schritt wird anhand der Netzkosten als modell-exogene Inputdaten die Erlösobergrenze mittels der Regulierungsformel ermittelt. Basierend auf der Erlösobergrenze und einer modell-exogenen Gasnachfrage bestimmt das Modell die durchschnittlichen jährlichen Netzentgelte, um die Auswirkung für Endverbraucher zu verdeutlichen. Als letzter Schritt werden mittels der Kapitalwertmethode die Investitionsoptionen „Weiterbetrieb des Gasnetzes (Business-as-usual)“ und „Rückbau des Gasnetzes“ bewertet. Eine Übersicht über die benötigten Inputdaten gibt der graue Kasten in Abbildung 2, und der blaue Kasten fasst die Modellergebnisse zusammen.

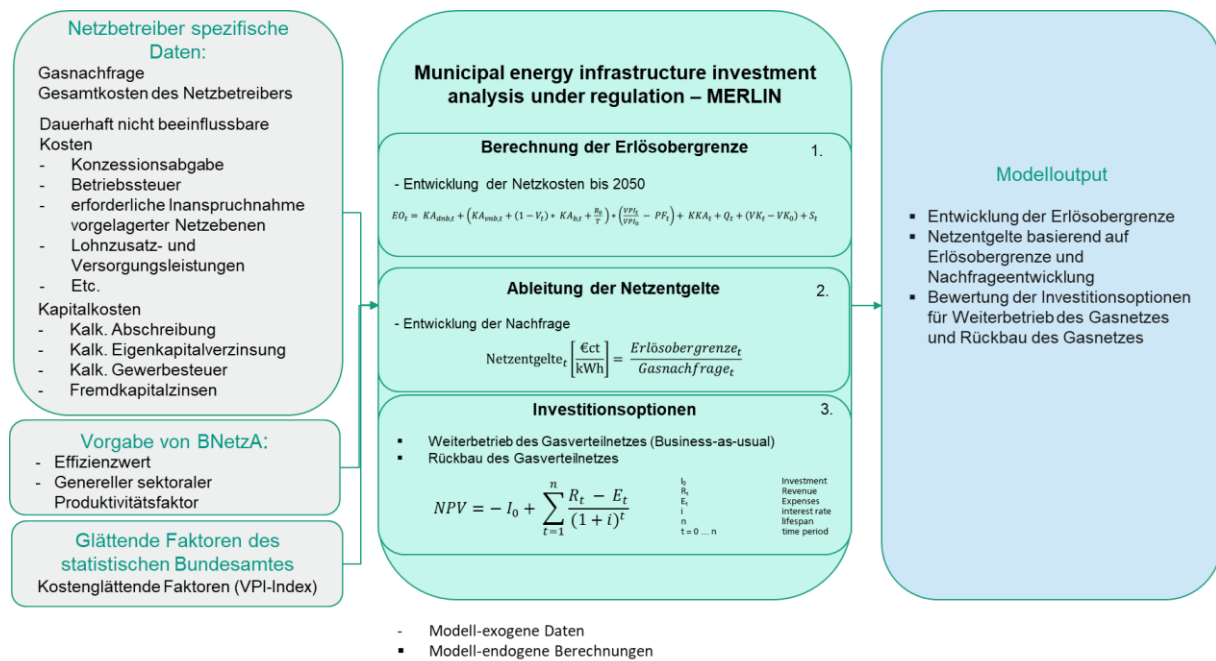


Abbildung 2: Aufbau des Modells MERLIN (eigene Darstellung)

Im Folgenden wird der betrachtete Beispielnetsbetreiber vorgestellt und der benötigte Datenbedarf sowie die Datenquellen beschrieben. Anschließend wird die Ermittlung der Erlösobergrenze erläutert und zum Schluss auf die Bewertung der Investitionsoptionen sowie auf die betrachteten Szenarien eingegangen.

2.1 Beispielnetsbetreiber Netze BW und Datengrundlage

Die Netze BW ist der größte Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg und verteilt Strom und Gas über eigene Verteilnetze [11]. Das Gasverteilnetz ist 5.168 km lang (Stand 2020) und wurde seit 2015 um 313 km erweitert [12–17]. Die entnommene Arbeit aus den Netzen schwankte in den letzten fünf Jahren zwischen 16.483 GWh und 18.310 GWh [12–17]. Dennoch ist das Ergebnis der Netze BW seit fünf Jahren im negativen Bereich mit steigenden Verlusten. So ergab das Ergebnis vor Steuern in 2015 - 100.000 € und stieg über die Jahre auf ein negatives Ergebnis vor Steuern von - 19.400.000 € in 2019 an [11, 18–21].

Im Rahmen eines Beschlusses der Beschlusskammer 9 der BNetzA zur „Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022)“ [22] veröffentlichte die Netze BW die notwendigen Daten für die Bestimmung der Erlösobergrenze, welche in Tabelle 1 und Tabelle 2 zusammengefasst sind.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die für die Ermittlung der Erlösobergrenze benötigten Daten, welche für alle Gasnetzbetreiber in Deutschland gleich sind. Der Verteilungsfaktor dient nach § 16 Abs. 1 ARegV dazu, die identifizierten Ineffizienzen über die fünf Jahre der Regulierungsperiode abzubauen [10]. Da die Regulierungsperiode fünf Jahre dauert, ergibt sich ein Verteilungsfaktor von $0,2 \cdot t$ [22]. Der Verbraucherpreisgesamtindex des Statistischen Bundesamtes gibt den Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung nach § 8 ARegV [10] und der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, welcher nach § 9 ARegV durch die BNetzA

festgelegt wird [10], bestimmt, wie sich die Produktivität der Branche im Vergleich zur Gesamtwirtschaft entwickelt [22].

Tabelle 1: Jahresdaten für die Bestimmung der Erlösobergrenze der Netze BW [22]

Jahr	Verteilungsfaktor nach § 16 Abs. 1 ARegV (Vt)	Verbraucherpreis-gesamtindex nach § 8 Satz 2 ARegV (VPIt)	Generelle sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV (PFt)
2018	0,20	100,47	0,4900%
2019	0,40	102,25	0,9824%
2020	0,60	103,80	1,4772%
2021	0,80	105,63	1,9745%
2022	1,00	107,50	2,4741%

Abgesehen von den Jahresdaten, welche für alle Gasnetzbetreiber gelten, beinhaltet der Beschluss zur Festlegung der Erlösobergrenze für die Netze BW [22] eine detaillierte Übersicht über die verschiedenen Kostenanteile und die sich daraus ergebende Erlösobergrenze, die in Tabelle 2 aufgelistet sind.

Tabelle 2: Kostenanteile und Erlösobergrenze der Netze BW in der 3ten Regulierungsperiode (2018 - 2022) [22]

In Tsd. €	Basisjahr 2015 t_0	1. Jahr 2018, t_1	2. Jahr 2019, t_2	3. Jahr 2020, t_3	4. Jahr 2021, t_4	5. Jahr 2022, t_5
Gesamtkosten KA_{ges}	149.096					
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile KA_{dnb}	32.473					
Kapitalkostenabzug $KKA_{b,t}$	Daten wurden mit schwarzem Balken zensiert					
Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil $KA_{vnb,t}$	100.032	96.371	95.414	94.490	93.505	92.628
Beeinflussbarer Kostenanteil $KA_{b,t}$		15.984	15.825	15.672	15.509	15.363
Nicht abgebaute beeinflussbarer Kostenanteil $(1-V_t)*KA_{b,t}$		12.787	9.495	6.269	3.102	0
Kalenderjährliche Erlösobergrenze EO_t		141.609	138.712	135.572	132.611	129.756

2.2 Bestimmung der Erlösobergrenze

Die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers basiert auf dessen Kostenmeldung und wird von der Regulierungsbehörde, wie der BNetzA mit Unterstützung der Landesregulierungsbehörden, für eine Regulierungsperiode von fünf Jahren festgelegt [10]. Das Basisjahr für die Kostenmeldung ist drei Jahre vor dem ersten Jahr der Regulierungsperiode [10]. Die aktuelle Regulierungsperiode ist die dritte Regulierungsperiode insgesamt und begann 2018 und endet 2022. Das Basisjahr für die Kostenmeldung war 2015.

Mittels der Kostenmeldungen der Netzbetreiber wird ein Effizienzvergleich zur Simulation eines Wettbewerbs durchgeführt [8]. Wirtschaftet ein Netzbetreiber besser als die Effizienzvorgabe der BNetzA, erwirtschaftet dieser zusätzliche Gewinne. Diese zusätzliche Effizienzverbesserung wird in der nachfolgenden Regulierungsperiode mittels niedrigeren Netzentgelten an die Netzkunden abgegeben [8].

Zur Bestimmung der Erlösobergrenze wird folgende Formel angewendet [10]:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad (1)$$

$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil
$KA_{vnb,t}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen
$KA_{b,t}$	Beeinflussbare Kosten (Ineffizienzen)
B_0	Effizienzbonus
T	Dauer der jeweiligen Regulierungsperiode in Jahren ($T = 5$)
$\frac{VPI_t}{VPI_0}$	Allgemeine Geldwertentwicklung
PF_t	Sektoraler Produktivitätsfaktor
KKA_t	Kapitalkostenaufschlag während der Regulierungsperiode
Q_t	Qualitätselement, derzeit nur für Stromnetze
$VK_t - VK_0$	Volatile Kostenanteile während der Regulierungsperiode
S_t	Summe der Zu- und Abschläge des Regulierungskontos während der Regulierungsperiode

Die Formel der Erlösobergrenze kann in zwei Teile unterteilt werden. Mit dem ersten Teil bestimmt man die Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode und mit Hinzuzählen des zweiten Teils, ab dem Kapitalkostenaufschlag (KKA_t), werden die Anpassungen der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode ermittelt. Der Kapitalkostenaufschlag wurde erst zur dritten Regulierungsperiode eingeführt und ermöglicht den Netzbetreibern, Investitionen, die während einer Regulierungsperiode getätigt werden, direkt in der Erlösobergrenze zu berücksichtigen [8]. Weitere Bestandteile des zweiten Teils der Formel sind die volatilen Kostenanteile (VK), die Summe der Zu- und Abschläge des

Regulierungskontos und das Qualitätselement. Letzteres wird derzeit nur für Stromnetze angewendet.

Im Rahmen dieser Arbeiten liegt der Fokus auf der Bestimmung der Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode. Somit liegt im ersten Schritt kein Kapitalkostenaufschlag vor und das Regulierungskonto sowie die volatilen Kostenanteile sind ausgeglichen. Damit ist lediglich der erste Teil der Formel für die Betrachtungen relevant.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \quad (2)$$

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ($KA_{dnb,t}$) sind Teil der Erlösobergrenze, aber werden nicht im Effizienzvergleich berücksichtigt. Diese werden basierend auf dem Basisjahr festgelegt und beinhalten Kosten, die in §11 ARegV definiert sind, wie zum Beispiel gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben, Betriebssteuern, Inanspruchnahme vorgelagerter Netze, etc. [10]. Die restlichen Kostenanteile sind beeinflussbare Kosten und unterliegen somit dem Effizienzvergleich. Mittels eines bundesweiten Effizienzvergleichs ermittelt die BNetzA mit zwei verschiedenen wissenschaftlichen Methoden den Effizienzwert eines Netzbetreibers [8]. Der Effizienzwert der Netze BW für die dritte Regulierungsperiode ist 85,77 % [22].

Die beeinflussbaren Kosten werden mittels des Effizienzwertes in vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile ($KA_{vnb,t}$) und beeinflussbare Kostenanteile ($KA_{b,t}$) aufgeteilt. Die Formeln zur Bestimmung beider Kostenanteile sehen wie folgt aus [10, 22]:

$$KA_{vnb,t} = (GK - KA_{dnb,0} - KKA_{b,t}) * EW \quad (3)$$

$$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKA_{b,t} - KA_{vnb,t} \quad (4)$$

$KA_{vnb,t}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil
$KA_{b,t}$	Beeinflussbarer Kostenanteil (Ineffizienzen)
GK	Gesamtkosten
$KA_{dnb,0}$	Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
$KKA_{b,t}$	Kapitalkostenabzug des jeweiligen Jahres in der Regulierungsperiode
EW	Effizienzwert

Die Gesamtkosten der Netze BW, die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und der Effizienzwert können direkt aus dem Jahresbericht bzw. aus dem Beschluss der BNetzA Beschlusskammer 9 entnommen werden (siehe Tabelle 2). Der Kapitalkostenabzug ($KKA_{b,t}$) wird, wie der Kapitalkostenaufschlag (KKA), mit der Novellierung der dritten Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze berücksichtigt und basiert auf dem Basisjahr der Kostenprüfung vor Beginn der Regulierungsperiode [8]. Der Kapitalkostenabschlag beinhaltet die sinkenden Kapitalkosten von Bestandsanlagen im Laufe der Regulierungsperiode [8]. Die Kapitalkosten und der sich daraus ergebende Kapitalkostenabzug wird wie folgt bestimmt [22]:

$$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t \quad (5)$$

$$KKA_{b,t} = KK_0 - KK_t \quad (6)$$

KK_t	Kapitalkosten
--------	---------------

$KKAb_t$	Kapitalkostenabzug
AB_t	Kalkulatorische Abschreibung
EKZ_t	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung
$GewSt_t$	Kalkulatorische Gewerbesteuer
FKZ_t	Fremdkapitalzinsen

In den öffentlich zugänglichen Daten der Netze BW sind keine kalkulatorischen Daten enthalten. Darüber hinaus sind keine detaillierten Informationen über den Bestand des Gasnetzes, die Baujahre der Netzbestandteile und deren Beschaffungskosten verfügbar. Diese Angaben und der Kapitalkostenabzug wurden im Beschluss der BNetzA Beschlusskammer 9 mit einem schwarzen Balken zensiert. Da alle anderen Daten jedoch verfügbar sind (siehe Tabelle 2) kann über die Formel des Kostenanteils der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und der Formel der beeinflussbaren Kosten der Kapitalkostenabzug berechnet werden (Tabelle 3). Die sich ergebenden Kapitalkostenabzüge nach den beiden Formeln haben eine geringe Abweichung zwischen 0,11 % und 0,05 %, so dass eine ausreichende Genauigkeit vorliegt.

Tabelle 3: Berechnung des Kapitalkostenabzugs basierend auf der Formel für die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile und auf der Formel für die beeinflussbaren Kostenanteile (eigene Berechnung)

Jahre	GK [Tsd.€]	KA_{dnb} [Tsd.€]	KA_{vnb} [Tsd.€]	KA_b [Tsd.€]	$KKAb1$ nach der Formel für KA_b [Tsd.€]	EW	$KKAb2$ nach der Formel für KA_{vnb} [Tsd.€]	Abweichung zwischen $KKAb1$ und $KKAb2$ [%]
2018	149.096	32.473	96.371	15.984	4.269	0,8577	4.264	0,11
2019	149.096	32.473	95.414	15.825	5.384	0,8577	5.380	0,09
2020	149.096	32.473	94.490	15.672	6.462	0,8577	6.457	0,07
2021	149.096	32.473	93.505	15.509	7.610	0,8577	7.605	0,06
2022	149.096	32.473	92.628	15.363	8.632	0,8577	8.627	0,05

Neben den Kosten kann die BNetzA auch einen Effizienzbonus für effiziente Netzbetreiber gewähren, welcher vor Beginn der Regulierungsperiode als Aufschlag auf die Erlösobergrenze festgelegt wird [8]. Nach dem Beschluss der BNetzA Beschlusskammer 9 haben die Netze BW keinen Effizienzbonus erhalten [22].

Abschließend fließt die Geldwertentwicklung und der sektorale Produktivitätsfaktor in die Bestimmung der Erlösobergrenze ein. Wie bereits in 2.1 dargestellt werden diese Parameter für alle Netzbetreiber vom statistischen Bundesamt und von der BNetzA bestimmt. Tabelle 1 enthält die entsprechenden Parameter für die dritte Regulierungsperiode.

2.2.1 Validierung des Modells zur Berechnung der Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode

Mittels der in 2.1 und 2.2 beschriebenen Daten und Regulierungsformel ermittelt das Modell MERLIN die Erlösobergrenze. Ein Vergleich zwischen der errechneten Erlösobergrenzen der dritten Regulierungsperiode und der von der BNetzA festgelegten Erlösobergrenze validiert das Modell.

Abbildung 3 zeigt das Ergebnis der Erlösobergrenze für die dritte Regulierungsperiode aus dem Modell MERLIN. Man kann deutlich die Wirkung der vorgegebenen Effizienzsteigerung über den Abbau der Ineffizienzen und somit sinkenden Erlösobergrenze erkennen.

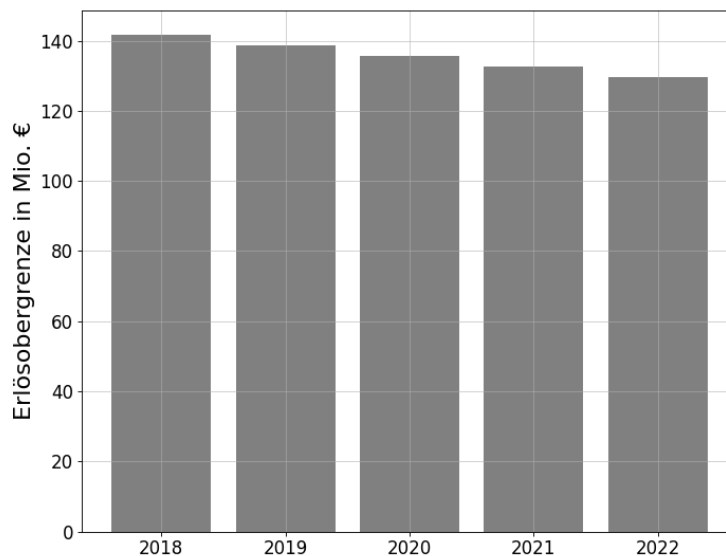


Abbildung 3: Erlösobergrenze der dritten Regulierungsperiode für die Netze BW (eigene Berechnungen)

Die einzelnen Kostenbestandteile, die zur Ermittlung der Erlösobergrenze mit eingebunden werden, sind in Abbildung 4 dargestellt. Blau zeigt die dauerhaften nicht beeinflussbaren Kostenanteile, welche über den Regulierungszeitraum konstant bleiben. Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile zeigen eine leicht sinkende Entwicklung in Orange und die beeinflussbaren Kostenanteile, welche die abzubauenen Ineffizienzen darstellen, sinken deutlich in Grün. Im letzten Jahr der Regulierungsperiode, 2022, sind alle Ineffizienzen abgebaut. Zusätzlich zu den Bestandteilen der Erlösobergrenze verdeutlicht Abbildung 4 in Rot die steigende Entwicklung des Kapitalkostenabzugs.

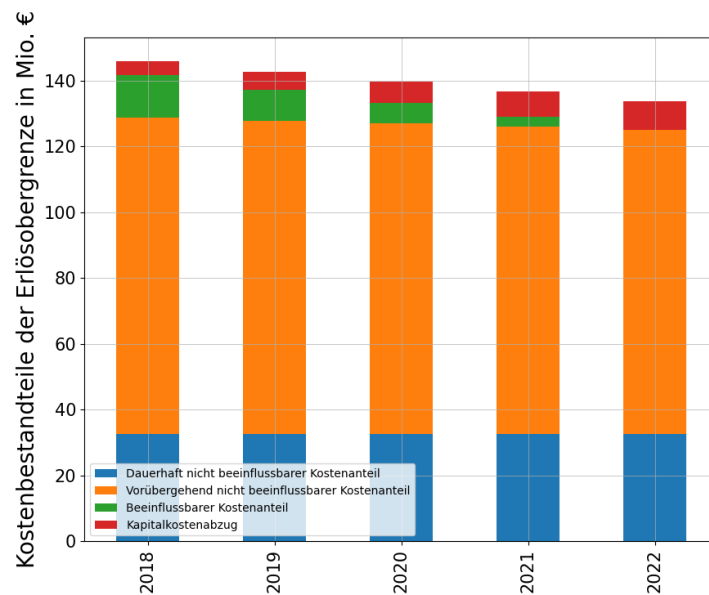


Abbildung 4: Kostenbestandteile der Erlösobergrenze der dritten Regulierungsperiode für die Netze BW (eigene Berechnungen)

Tabelle 4 vergleicht die berechnete Erlösobergrenze mit der festgelegten Erlösobergrenze der BNetzA. Die Modellergebnisse weichen mit weniger als 0,004 % von der festgelegten Erlösobergrenze ab und sind somit nahezu identisch. Dies zeigt, dass das Modell MERLIN die Erlösobergrenze akkurat bestimmen kann.

Tabelle 4: Abweichung zwischen berechneter Erlösobergrenze und festgelegter Erlösobergrenze ([22] und eigenen Berechnungen)

Jahre	EO festgelegt von der BNetzA in €	EO berechnet in €	Abweichung in %
2018	141.608.891	141.612.736	-0,003
2019	138.711.704	138.717.116	-0,004
2020	135.571.639	135.570.762	0,001
2021	132.611.048	132.616.318	-0,004
2022	129.756.484	129.760.307	-0,003

2.3 Bewertung der Investitionsoptionen

Zur Bewertung der Investitionen in entweder den Weiterbetrieb des Gasverteilnetzes (Business-as-usual) oder in den Rückbau des Gasverteilnetzes wird eine Kapitalwertberechnung verwendet.

$$\text{Kapitalwert} = -\text{Investition} + \sum_{t=1}^n \frac{(\text{Erlöse}_t - \text{Aufwendungen}_t)}{(1 + \text{Zinssatz})^t} \quad (7)$$

Die Erlöse entsprechen der zuvor berechneten Erlösobergrenze und die Aufwendungen den Material- und Personalaufwendungen aus den Jahresberichten. Die Investitionen für den Weiterbetrieb sowie für den Rückbau des Gasnetzes werden jährlich getätigt, sodass nicht eine einmalige Investition am Anfang des Betrachtungsrahmens angenommen wird, sondern kontinuierliche Investitionen über den Betrachtungszeitraum. Der gesamte Cashflow (Erlöse – Aufwendungen – Investitionen) wird dann auf die Geldwerte von heute abgezinst. Hierfür wird ein Zinssatz von 7 % angenommen, welcher leicht über dem aktuellen Eigenkapitalzinssatzes für Neuanlagen von 6,91 % liegt [22].

2.4 Annahmen der Entwicklungen bis 2050

Zur Betrachtung der Zusammenhänge zwischen Investitionsentscheidung und Erlösobergrenze werden verschiedenen Szenarien bis 2050 analysiert. Es wird zwischen zwei Investitionsoptionen, dem Weiterbetrieb des Gasnetzes (Business-as-usual Szenario) und dem Rückbau des Gasnetzes, unterschieden.

2.4.1 Business-as-usual Szenario

Im Business-as-usual Szenario wird angenommen, dass die Netzgröße wie bisher leicht zunimmt. Hierfür wird die historische Entwicklung mittels einer logarithmischen Funktion fortgeschrieben. Die Gesamtaufwendungen (entsprechen den Gesamtkosten des Netzes) werden ebenfalls leicht logarithmisch steigend angenommen. Abbildung 5 verdeutlicht den Verlauf der beiden Funktionen.

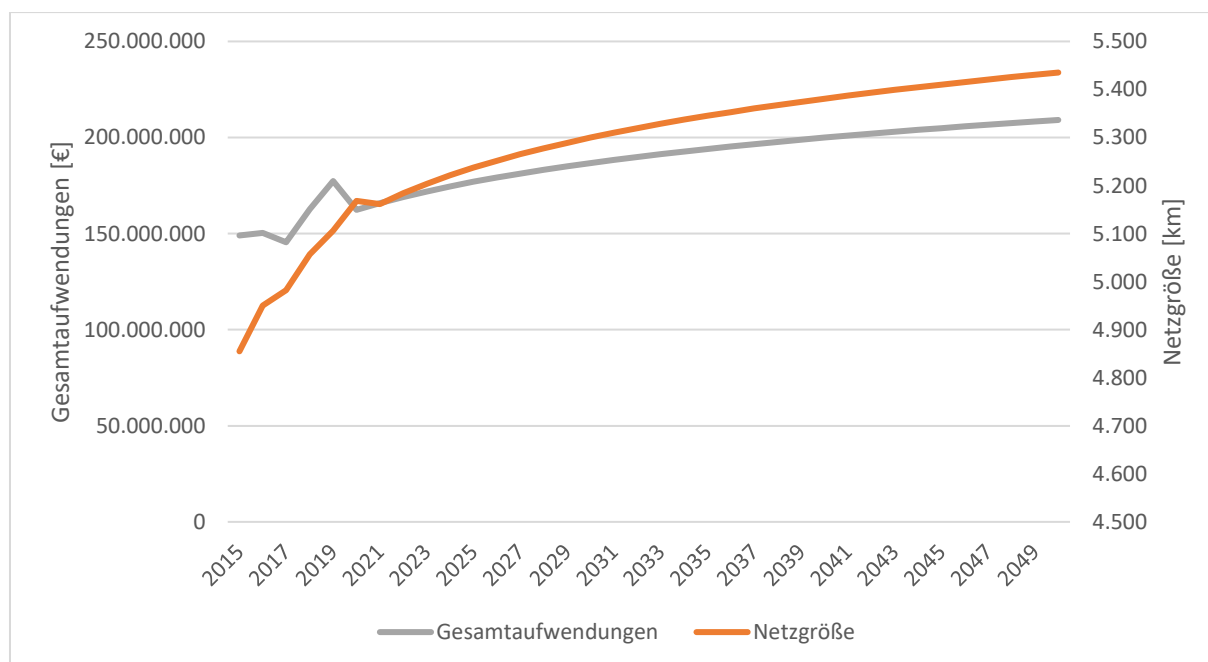


Abbildung 5: Entwicklung der Gesamtaufwendungen und der Netzgröße im Business-as-usual Szenario (basierend auf [11–21] und eigenen Berechnungen)

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile bleiben auch weiterhin konstant erhalten und auch der Effizienzwert sowie der Kapitalkostenabzug (KKAb) werden vereinfacht konstant angenommen. Für die allgemeine Geldwertentwicklung (VPI) und den sektoralen Produktivitätsfaktor (PF) wird die Entwicklung in der dritten Regulierungsperiode auch für die nachfolgenden Regulierungsperioden unterstellt.

Um das Gasnetz weiter betreiben zu können, sind regelmäßige Investitionen in die Instandhaltung notwendig. Zur Abschätzung der Höhe dieser Investitionen wird basierend auf den historischen Investitionen der letzten fünf Jahre (Tabelle 5) eine durchschnittliche Höhe der Investitionen berechnet, welche 18.380.000 € beträgt.

Tabelle 5: Durchschnittliche Investitionen pro Jahr (basierend auf [11, 18–21] und eigenen Berechnung)

Jahr	Investitionen in €	Mittelwert in €
2015	11.200.000	18.380.000
2016	22.600.000	
2017	14.900.000	
2018	17.200.000	
2019	26.000.000	

2.4.2 Nachfrageentwicklung

Wie bereits in Abschnitt 1 beschrieben zeigen die aktuellen Szenarien einen deutlichen Rückgang der Methannachfrage, welche zu der hier beschriebenen Problemstellung, des potenziellen Rückbaus der Gasnetze, führt. Um die Auswirkung des Nachfragerückgangs auf die Netzentgelte bewerten zu können, werden in dieser Arbeit drei Nachfrageszenarien betrachtet. Die heutige Gasnachfrage der Netze BW beträgt 17.591 GWh (2020), die in den betrachteten Szenarien um 25 %, 50 % und um 75 % sinkt. Abbildung 6 verdeutlicht diese Entwicklung.

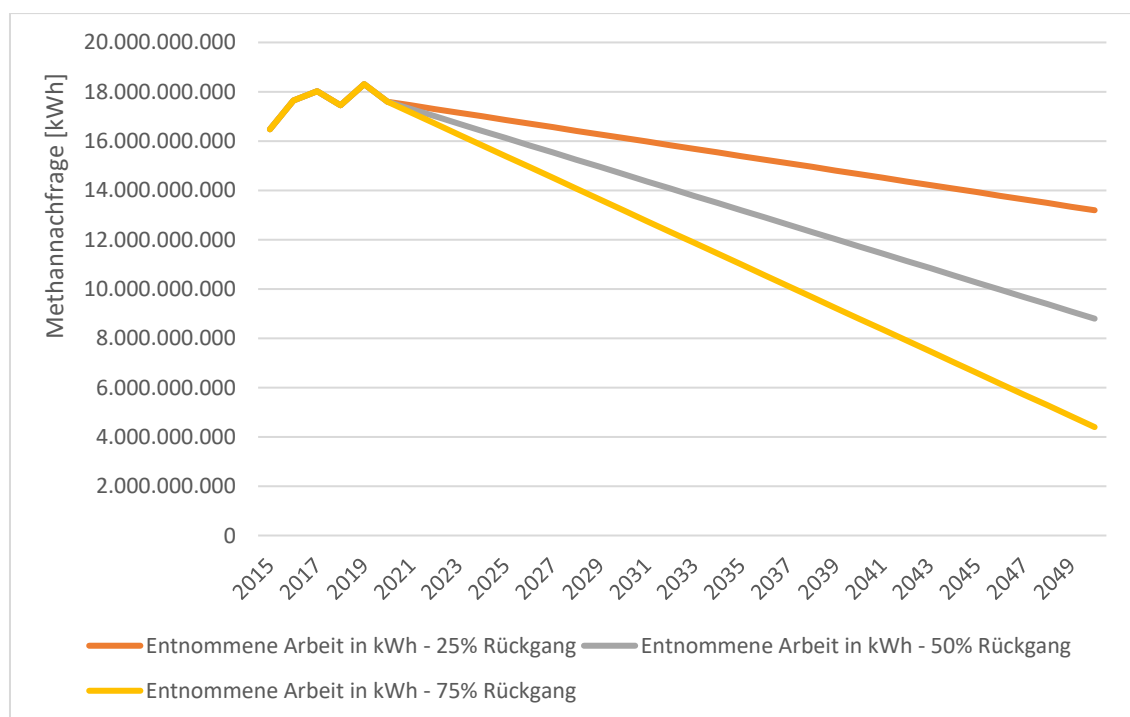


Abbildung 6: Entwicklung der Methannachfrageszenarien (basierend auf [12–17] und eigenen Berechnungen)

2.4.3 Rückbauszenarien

Die Rückbauszenarien unterliegen der vereinfachten Annahme, dass der Rückbau entsprechend der sinkenden Nachfrage um 25 %, 50 % oder 75 % durchgeführt wird. Dies ist eine starke Vereinfachung der Realität. Die Herausforderung, dass einzelne wenige Nutzer an verschiedenen Leitungen verbleiben und somit ein Rückbau verhindert wird, ist nicht berücksichtigt. Eine weitere Vereinfachung ist, dass die Gesamtausgaben entsprechend zum Rückbau schrittweise sinken. Abbildung 7 verdeutlicht die angenommenen Entwicklungen in den drei Rückbauszenarien.

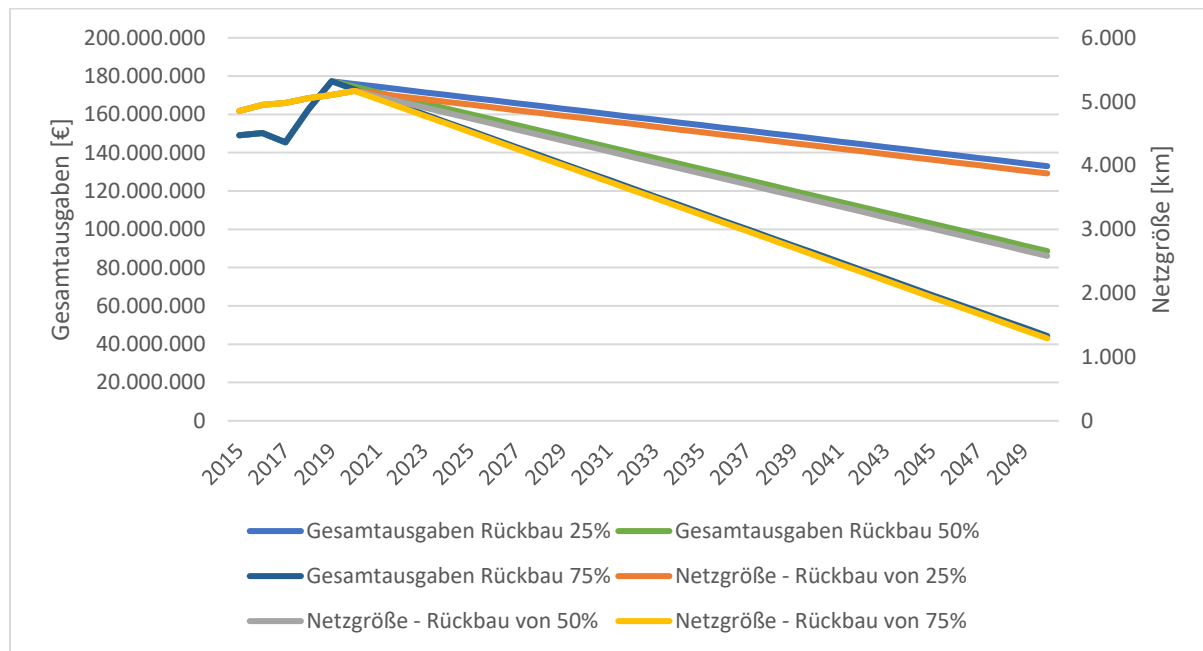


Abbildung 7: Entwicklung der Gesamtausgaben und der Netzgröße in den drei verschiedenen Rückbauszenarien (basierend auf [11–21] und eigenen Berechnungen)

Wie bereits beim Business-as-usual Szenario werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile und der Effizienzwert auch in den Rückbauszenarien konstant angenommen. Die Entwicklung des allgemeinen Geldwertes (VPI) und des sektoralen Produktivitätsfaktors (PF) wird entsprechend der dritten Regulierungsperiode auch in den Rückbauszenarien für die nachfolgenden Regulierungsperioden beibehalten. In Bezug auf den Kapitalkostenabzug (KKA) wird unterstellt, dass die sinkenden Kapitalkosten auf Grund des Rückbaus stärker sinken und somit der Kapitalkostenabzug entsprechend der Rückbauquote steigt.

Beim Rückbau des Gasnetzes gibt es drei verschiedene Rückbaumöglichkeiten [23]:

- Vollständiger Rückbau, bei welchem die Gasleitung komplett aus dem Erdboden entfernt wird
- Verdämmung und Versiegelung, bei welcher die Gasleitung im Erdboden bleibt, aber der Leitungshohlraum geschlossen wird
- Versiegelung, bei welcher die Leitungen mit den Leitungshohlräumen im Erdboden bleiben.

Eine Studie von Frontier Economics [23] nimmt an, dass 5 % der deutschen Verteilnetze vollständig rückgebaut werden müssen, während 30 % verdämmt und versiegelt werden

können und 65 % der Leitungen lediglich versiegelt werden. Dieses Verhältnis wird auch auf das Netz der Netze BW angewendet, da wenig Informationen über das bestehende Netz vorliegen. Kostenseitig nimmt Frontier Economics an, dass der Rückbau 280.000 €/km, Verdämmung und Versiegelung 200.000 €/km und nur Versiegelung 20.000 €/km kosten [23]. Hieraus lässt sich eine durchschnittliche Investitionshöhe von 87.000 €/km errechnen.

Im Szenario Rückbau 25 % werden pro Jahr 43 km Netzleitungen mit Investitionen in Höhe von 3.746.800 €/Jahr zurückgebaut (Tabelle 6). Im Szenario Rückbau 50 % sind es 86 km/Jahr für 7.493.600 €/Jahr und im Szenario Rückbau 75 % 129 km/Jahr für 11.240.400 €/Jahr.

Tabelle 6: Durchschnittliche Investitionen pro Jahr im jeweiligen Rückbauszenario (basierend auf [12–17, 23, 24] und eigenen Berechnungen)

	Rückbau 25%	Rückbau 50%	Rückbau 75%
Netzurückbau in km/Jahr	43	86	129
Investitionen €/Jahr	3.746.800	7.493.600	11.240.400

3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Modellergebnisse der verschiedenen Szenarien für die Erlösobergrenze, die Netzentgelte und die Kapitalwerte vorgestellt und einige Sensitivitäten erläutert.

3.1 Entwicklung der Erlösobergrenze

Abbildung 8 bis Abbildung 11 zeigen die Entwicklungen der Erlösobergrenze in den verschiedenen Szenarien. Im Business-as-usual Szenario steigt die Erlösobergrenze leicht an, mit deutlich erkennbaren Stufen des Abbaus der Ineffizienzen (beeinflussbare Kostenanteile). Hingegen sinkt die Erlösobergrenze im 25 % Rückbauszenarien bis 2050 bereits leicht ab. Die Stufen des Abbaus der Ineffizienzen sind weiterhin deutlich erkennbar. Ein stärkeres Absinken der Erlösobergrenze bis auf etwas mehr als 87.000.000 € in 2050 zeigt das 50 % Rückbauszenario, und die Stufen des Abbaus der Ineffizienzen sind nicht mehr zu erkennen. Diese werden wieder deutlicher sichtbar im 75 % Rückbauszenario, allerdings ist die Erlösobergrenze des ersten Jahres einer Regulierungsperiode niedriger als die Erlösobergrenze des letzten Jahres der vorherigen Regulierungsperiode. Die Stufenstruktur hat sich somit im Vergleich zum Business-as-usual- und 25% Rückbauszenario umgedreht. Insgesamt sinkt die Erlösobergrenze im 75 % Rückbauszenario auf 50.000.000 €.

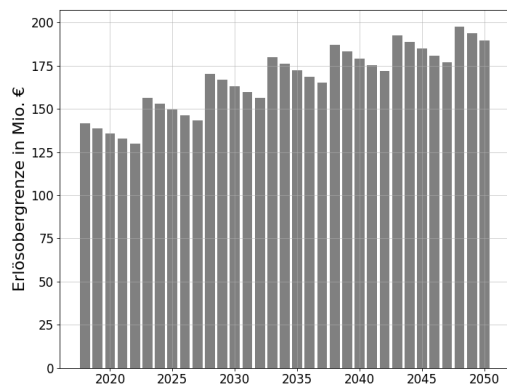


Abbildung 8: Erlösbergrenze im Business-as-usual Szenario (eigene Berechnungen)

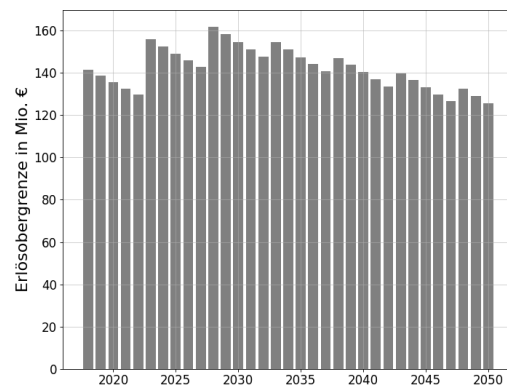


Abbildung 9: Erlösbergrenze im 25% Rückbauszenario (eigene Berechnungen)

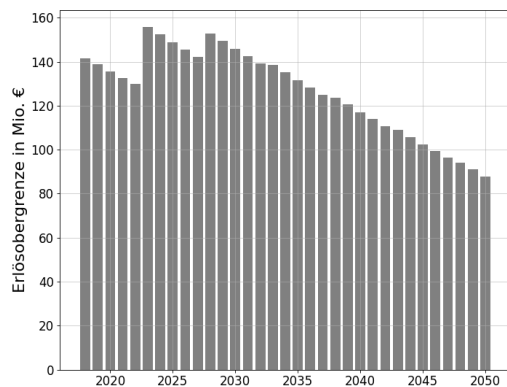


Abbildung 10: Erlösbergrenze im 50% Rückbauszenario (eigene Berechnungen)

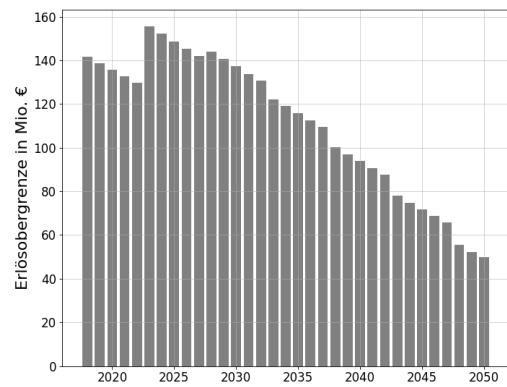


Abbildung 11: Erlösbergrenze im 75% Rückbauszenario (eigene Berechnungen)

Der Verlauf der einzelnen Kostenbestandteile der Erlösberggrenzen in den verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 12 bis Abbildung 15 dargestellt. Blau zeigt die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile, welche in allen vier Szenarien konstant bleiben. Die orangenen Balken verdeutlichen die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile, die im Business-as-usual Szenario leicht steigen und in den Rückbauszenarien entsprechend des Rückbaus sinken. In Grün sind die beeinflussbaren Kostenanteile, die als Ineffizienzen abgebaut werden, abgebildet. Im Business-as-usual Szenario steigen die Ineffizienzen zu Beginn jeder Regulierungsperiode im Vergleich zum Beginn der vorherigen Regulierungsperiode leicht an. Hingegen sinken die abzubauenen Ineffizienzen in den Rückbauszenarien ab, sodass im 75 % Rückbauszenario in der letzten Regulierungsperioden am wenigsten Ineffizienzen abgebaut werden müssen. Dies zeigt, dass durch den Rückbau eine gewisse Effizienzverbesserung erzielt werden kann, obwohl der Effizienzwert in allen Szenarien konstant bleibt.

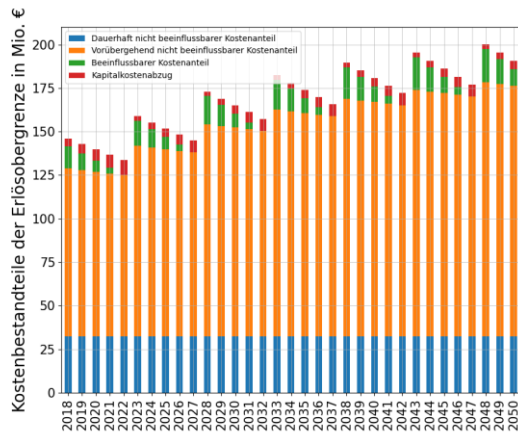


Abbildung 12: Kostenbestandteile der Erlösobergrenze im Business-as-usual Szenario (eigene Berechnungen)

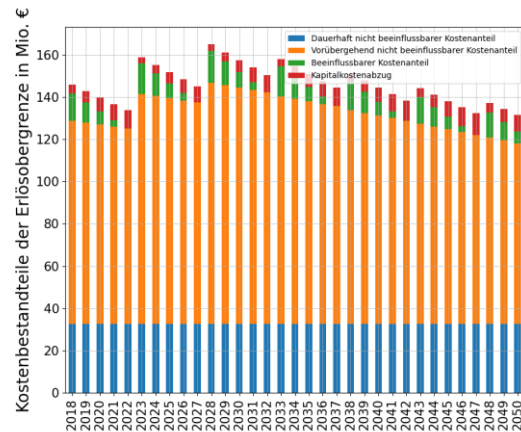


Abbildung 13: Kostenbestandteile der Erlösobergrenze im 25% Rückbauszenario (eigene Berechnungen)

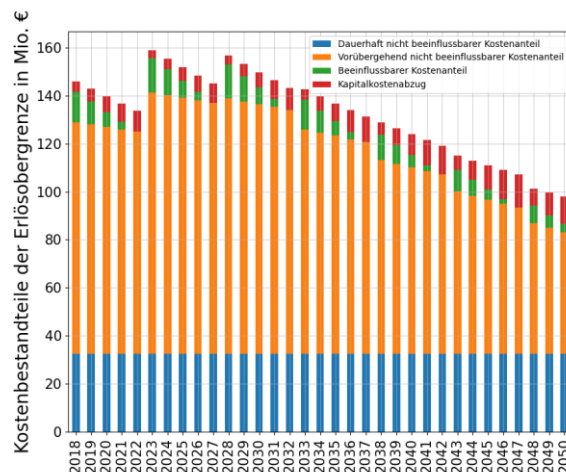


Abbildung 14: Kostenbestandteile der Erlösobergrenze im 50% Rückbauszenario (eigene Berechnungen)

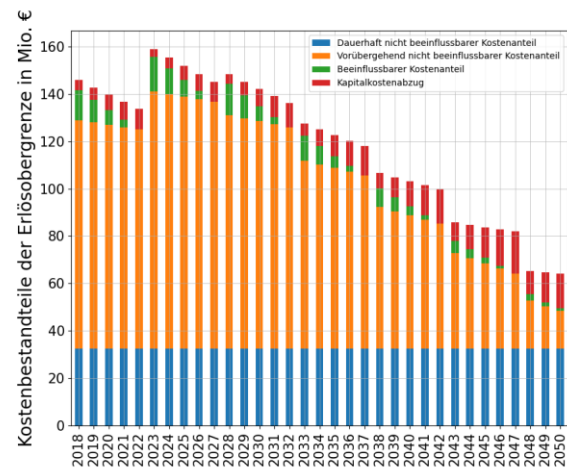


Abbildung 15: Kostenbestandteile der Erlösobergrenze im 75% Rückbauszenario (eigene Berechnungen)

3.2 Entwicklung der Netzentgelte

Basierend auf der Erlösobergrenze und der Nachfrageentwicklung werden die Netzentgelte abgeleitet, deren Entwicklung innerhalb der verschiedenen Szenarien Abbildung 16 verdeutlicht. Der Startwert der Netzentgelte in 2018 liegt bei allen drei Szenarien gleich bei 0,8 €/kWh. Die stufenförmige Entwicklung der Netzentgelte entsteht durch die Form der Entwicklung der Erlösobergrenze.

Im Business-as-usual Szenario (orange) steigen die Netzentgelte am stärksten an. 2050 liegen diese bei einer Nachfrage von 75 % im Vergleich zu heute bei über 1,4 €/kWh. Die niedrigsten Netzentgelte werden im 25 % Rückbauszenario mit einer Nachfrage von 75 % im Vergleich zu heute erzielt (grau). Diese schwanken ab 2028 zwischen 1 €/kWh und 0,9 €/kWh. Für das 50 % Rückbauszenario wird eine Nachfrage von 50 % im Vergleich zu heute angenommen (gelb), und die Netzentgelte sind leicht höher als die Netzentgelte des

25 % Rückbauszenario mit einer nahezu konstanten Entwicklung von 1 €/kWh ab 2028. Leicht höhere Netzentgelte zeigt das 75 % Rückbauszenario mit einer Nachfrage von 25 % im Vergleich zu heute (blau). In diesem Szenario schwanken die Netzentgelte zwischen 1 €/kWh und 1,2 €/kWh bis 2050 mit einer steigenden Tendenz. Dies verdeutlicht auch, dass das Verhältnis zwischen Erlösobergrenze und Nachfrageentwicklung nicht konstant zwischen den Rückbauszenarien ist.

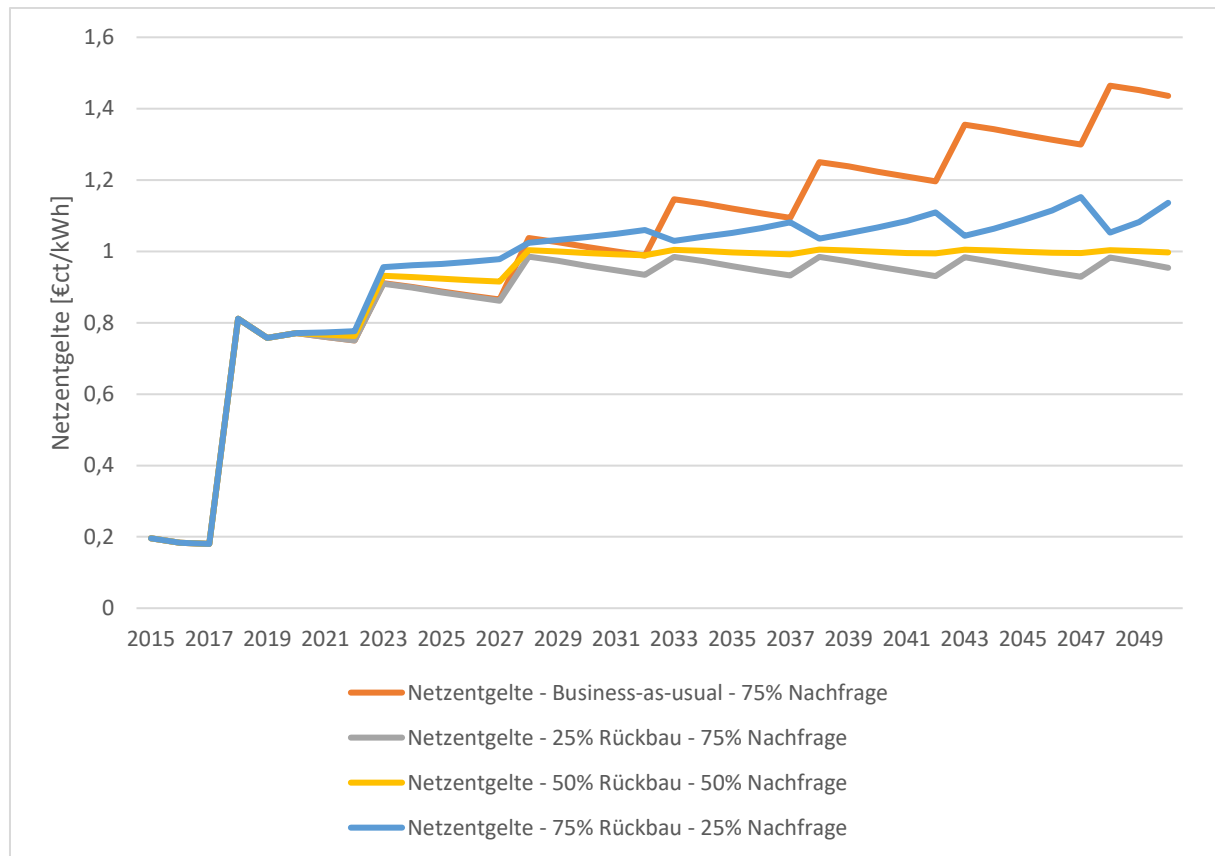


Abbildung 16: Entwicklung der Netzentgelte bis 2050 in den verschiedenen Szenarien (eigene Berechnungen)

Abbildung 17 verdeutlicht die Abhängigkeit der Netzentgelte zur Nachfrage. Je geringer die Nachfrage desto höher die Netzentgelte. Die blaue Linie zeigt die Entwicklung im Business-as-usual Szenario, welches Netzentgelte von bis zu 4,3 €/kWh erreicht. Bei einer Nachfrage von 25 % im Vergleich zu heute erzielt das 75 % Rückbauszenario die niedrigsten Netzentgelte. Diese sind allerdings leicht höher als die Netzentgelte im 25 % Rückbauszenario mit einer Nachfrage von 75 % im Vergleich zu heute. Auch der Abstand zwischen den Netzentgelten der verschiedenen Szenarien steigt mit einer sinkenden Nachfrage.

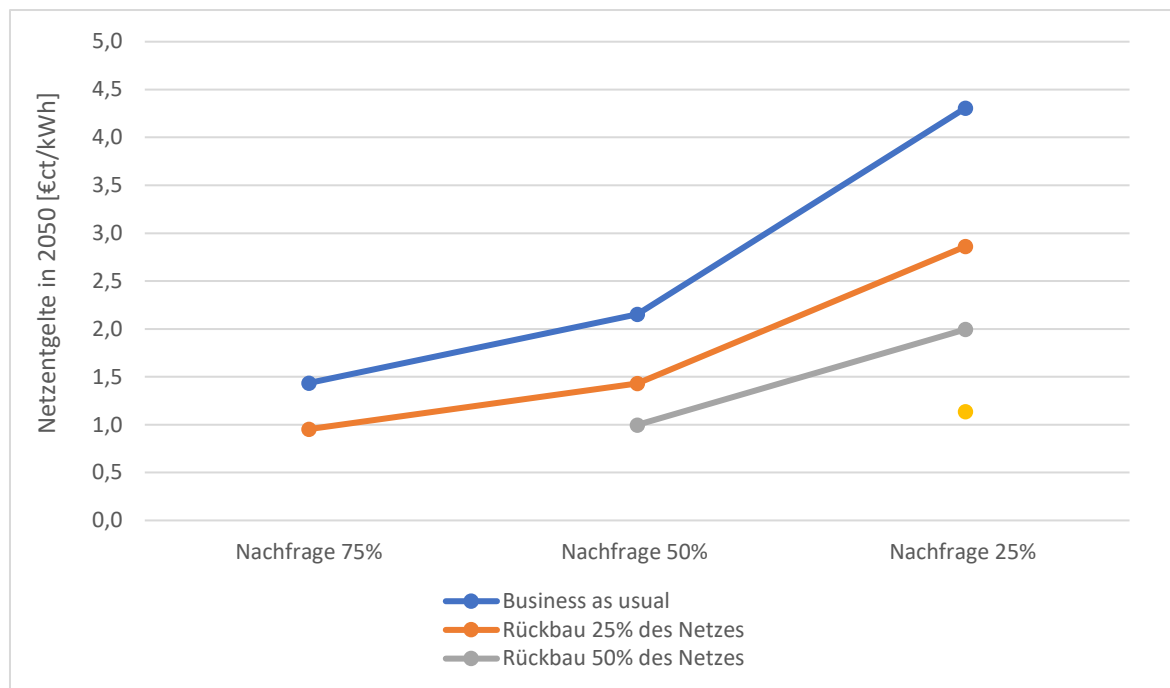


Abbildung 17: Entwicklung der Netzentgelte in 2050 in den verschiedenen Szenarien (eigene Berechnungen)

Tabelle 7 gibt einen Überblick über die Netzentgelte in den verschiedenen Szenarien. Es wurde unterstellt, dass im 50 % Rückbauszenario keine Nachfrage von 75 % im Vergleich zu heute versorgt werden kann, und im 75 % Rückbauszenario keine Nachfrage von 75 % und 50 % im Vergleich zu heute.

Tabelle 7: Entwicklung der Netzentgelte in 2050 in den verschiedenen Szenarien (eigene Berechnungen)

Netzentgelte in 2050 [€/kWh]	Nachfrage 75%	Nachfrage 50%	Nachfrage 25%
Business as usual	1,436	2,153	4,307
Rückbau 25 % des Netzes	0,954	1,430	2,861
Rückbau 50 % des Netzes	-	0,997	1,995
Rückbau 75 % des Netzes	-	-	1,136

3.3 Bewertung der Investitionsoptionen

Mittels des Kapitalwerts vergleicht man verschiedenen Investitionsoptionen miteinander. Normalerweise investiert man nur dann, wenn der Kapitalwert positiv ist. Wie bereits in 2.1 erläutert, ist das Ergebnis vor Steuern der Netze BW in den letzten fünf Jahren negativ gewesen und somit ist auch der Kapitalwert des Business-as-usual Szenarios negativ (Tabelle 8). Durch den Rückbau der Gasnetze kann der Verlust, der durch den Betrieb des Gasnetzes entsteht, deutlich verringert werden. Im 75 % Rückbauszenario können somit bis zu 69 % der Verluste verhindert werden, wobei diese Zahlen stark abhängig sind von den zuvor getroffenen Annahmen. Die Veränderung der Kapitalwerte zwischen den Rückbauszenarien ist hingegen gering.

Tabelle 8: Kapitalwerte der verschiedenen Szenarien (eigene Berechnungen)

	Kapitalwert [€]	Differenz zu Business-as-usual [€]	Veränderung im Vergleich zu Business-as-usual [%]
<i>Business as usual</i>	-570.405.190	0	0,0
<i>Rückbau 25% des Netzes</i>	-241.752.881	-328.652.309	57,6
<i>Rückbau 50% des Netzes</i>	-211.334.379	-359.070.811	63,0
<i>Rückbau 75% des Netzes</i>	-177.057.475	-393.347.715	69,0

Um die Auswirkung der Zinssatzannahme darzustellen wird die Sensitivität der Kapitalwerte auf verschiedene Zinssätze untersucht. Die betrachteten Zinssätze variieren zwischen 2 % bis 9 % (Abbildung 18). Der für die aktuelle Regulierungsperiode festgelegte Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen beträgt 6,91 % und soll für die nächste Regulierungsperiode auf 4,59 % absinken [25, 26]. Dauert die derzeitige Niedrigzinssituation weiter an, kann dies zu einem weiteren Absinken des Eigenkapitalzinssatzes führen, da dieser als Durchschnitt der vorherigen 10 Jahre ermittelt wird [25]. In der Vergangenheit lag der Eigenkapitalzinssatz bei 9,21 % (2007 – 2008), sodass auch höhere Zinsen möglich sind, aber die derzeitige Tendenz sinkend ist [26].

Abbildung 18 zeigt, dass das 75 % Rückbauszenario weiterhin die niedrigsten Verluste erzielt, aber die Abstände zwischen den Kapitalwerten verringern sich mit steigendem Zinssatz. Am deutlichsten ist diese Entwicklung im Business-as-usual Szenario erkennbar, in welchem der Kapitalwert bei einem Zinssatz von 2 % ungefähr -950.000.000 € beträgt, während bei einem Zinssatz von 9 % der Kapitalwert lediglich -500.000.000 € ergibt.

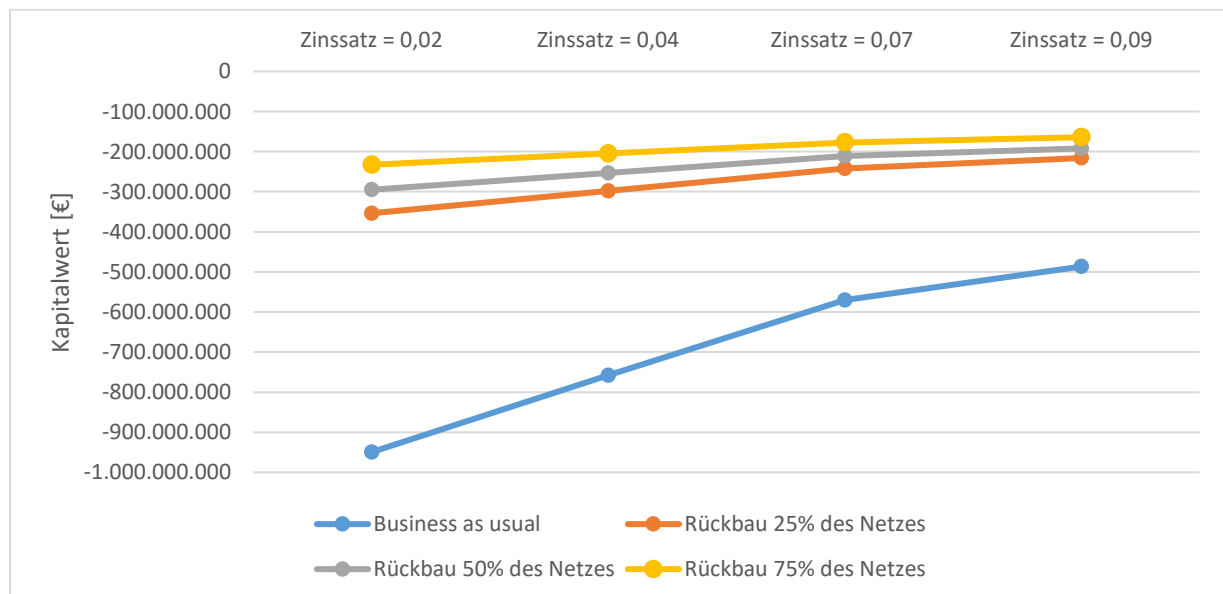


Abbildung 18: Sensitivität des Kapitalwerts zu verschiedenen Zinssätzen (eigene Berechnungen)

3.4 Sensitivität des Kapitalwerts und der Erlösobergrenze in Abhängigkeit vom Effizienzwert

Um die Wirksamkeit der Regulierung auf die Investitionsentscheidung zu verdeutlichen, wird ein Vergleich zwischen den Erlösobergrenzen und den Kapitalwerten mit veränderten Effizienzwerten durchgeführt.

Abbildung 19 zeigt die Erlösobergrenzen mit variierenden Effizienzwerten. In allen Szenarien führt eine Verbesserung des Effizienzwertes zu einer leichten Steigerung der Erlösobergrenze in 2050. Am deutlichsten wirkt sich diese Steigerung im Business-as-usual Szenario aus (blaue Linie). Nichtsdestotrotz führen alle Rückbauszenarien zu deutlich niedrigeren Erlösobergrenzen und somit zu geringeren Erlösen.

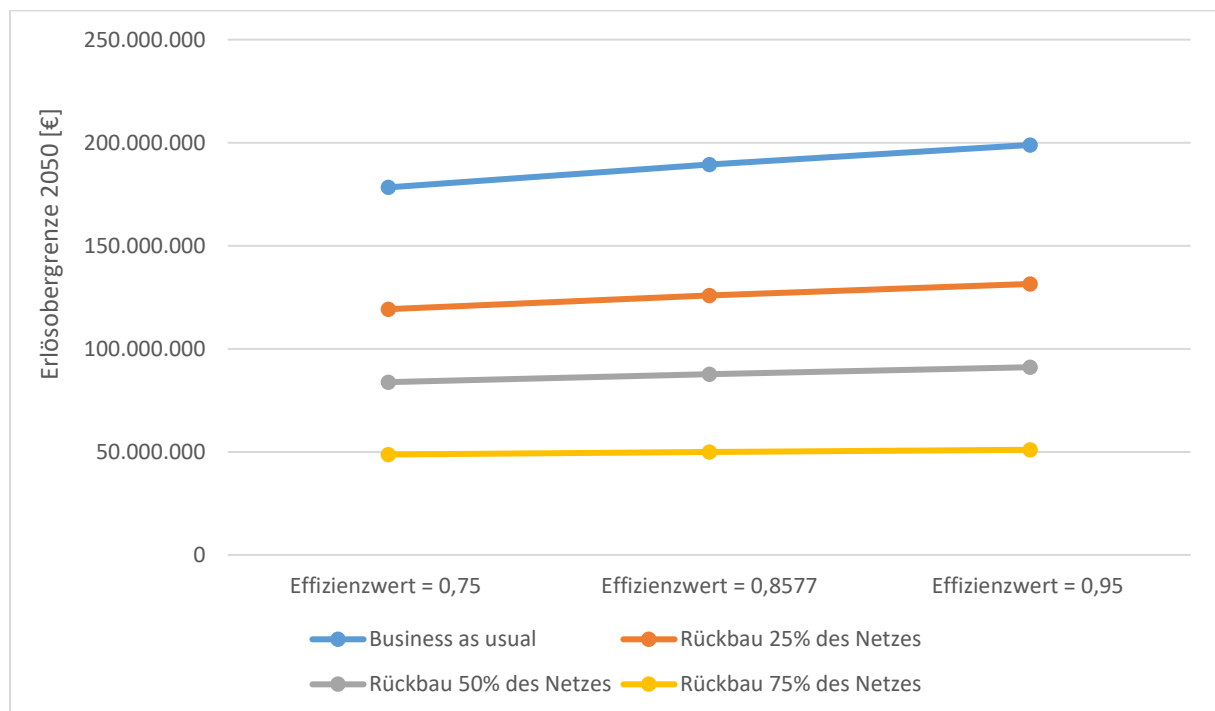


Abbildung 19: Sensitivität der Erlösobergrenze zum Effizienzwert (eigene Berechnungen)

Betrachtet man die Auswirkung der verschiedenen Effizienzwerte auf die Kapitalwerte, wie in Abbildung 20, wird deutlich, dass ein steigender Effizienzwert und somit eine angenommene Effizienzverbesserung zu weniger Verlust der Investitionsoptionen führt. Dies zeigt, dass der Effizienzwert und folglich auch der Effizienzvergleich auch weiterhin einen positiven Effekt auf die Investitionsoption der Netzbetreiber haben und zu Effizienzsteigerungen anregen.

Allerdings verdeutlichen die Ergebnisse auch, dass selbst mit einem verbesserten Effizienzwert das Business-as-usual Szenario deutlich höhere Verluste erwirtschaftet als die Rückbauszenarien (Abbildung 20 blaue Linie), obwohl die erlaubten Erlöse nach der Erlösobergrenze (Abbildung 19 blaue Linie) wesentlich höher sind als die der Rückbauszenarien. Dieser Zusammenhang lässt daran zweifeln, dass der aktuelle regulatorische Rahmen für die zukünftigen Herausforderungen der Gasnetze geeignet ist.

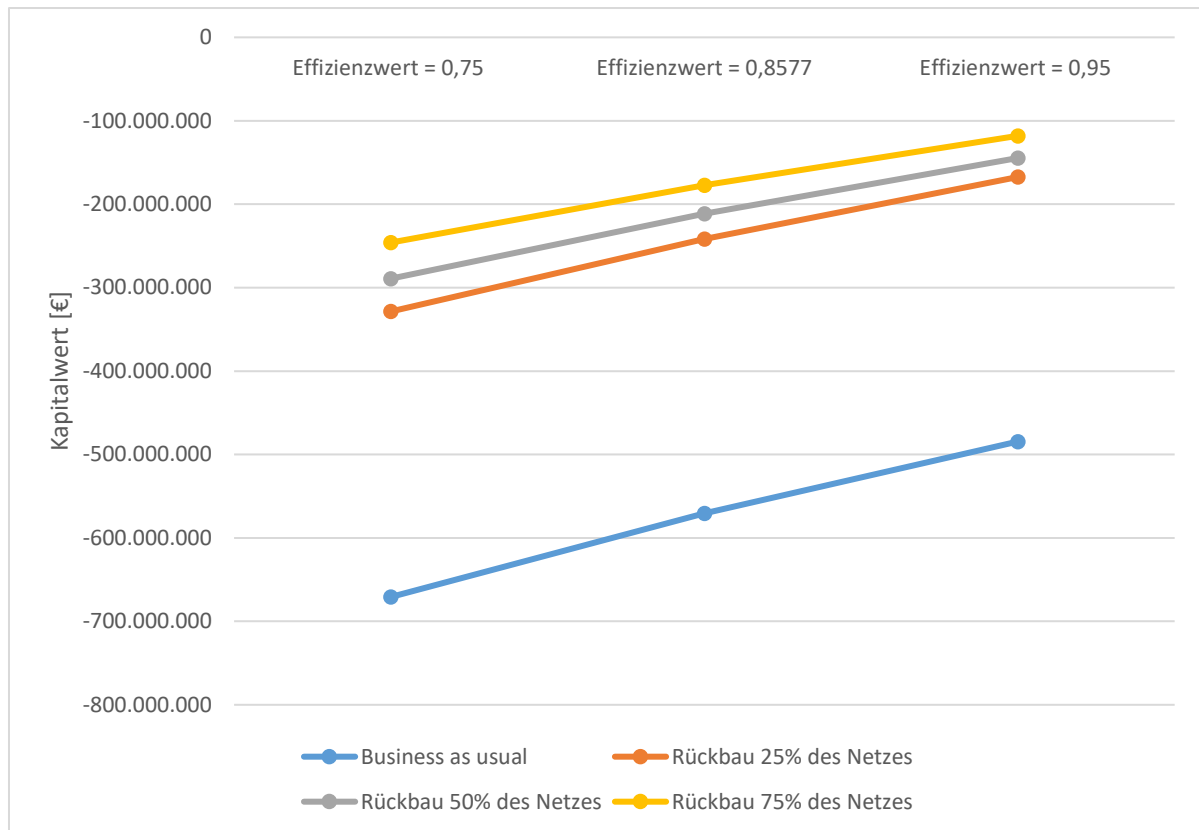


Abbildung 20: Sensitivität des Kapitalwerts zum Effizienzwert (eigene Berechnungen)

4 Schlussfolgerung

Zur Beantwortung der Frage, ob der regulatorische Rahmen von Gasverteilnetzen für die zukünftigen Herausforderungen im deutschen Energiesystem geeignet ist, betrachtet diese Abhandlung das Zusammenspiel zwischen Erlösobergrenze und Kapitalwert im Vergleich von vier verschiedenen Szenarien; Business-as-usual, 25 % Rückbau, 50 % Rückbau und 75 % Rückbau des Gasverteilnetzes. Zusätzlich zeigen die abgeleiteten Netzentgelte die Auswirkungen der Szenarien mit variierenden Nachfrageentwicklungen für die Endverbraucher.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Erlösobergrenze im Business-as-usual Szenario leicht steigt, während diese in den Rückbauszenarien leicht bis deutlich sinkt. Auch die Ineffizienzen je Regulierungsperiode im Business-as-usual Szenario steigen, wohingegen diese in den Rückbauszenarien sinken. Dies zeigt, dass obwohl alle Szenarien den gleichen Effizienzwert berücksichtigen, der Rückbau des Gasverteilnetzes zu einer Effizienzverbesserung führt.

In Bezug auf die Netzentgelte zeigen die Ergebnisse, dass eine sinkende Nachfrage zu steigenden Netzentgelten führt. Die niedrigsten Netzentgelte erzielt das 25 % Rückbauszenario mit einer Nachfrage von 75 % im Vergleich zu heute. Die anderen Szenarien führen zu höheren Netzentgelten, sodass das Verhältnis zwischen Erlösobergrenze und Nachfrageentwicklung nicht konstant ist.

Die Bewertung der Investitionsoptionen mittels des Kapitalwerts zeigt, dass die höchsten Verluste im Business-as-usual Szenario erwirtschaftet werden. Alle Kapitalwerte der Rückbauszenarien führen zu wesentlich geringeren Verlusten.

Erhöht man die Effizienzwerte in den verschiedenen Szenarien, steigen die Erlösobergrenzen leicht an und die Verluste der Kapitalwerte gehen leicht zurück. Dies verdeutlicht, dass der Effizienzwert und somit auch der Effizienzvergleich einen positiven Effekt auf die Bewertung der Investitionsoptionen und die Erlösobergrenze haben. Dennoch weist selbst bei einem höheren Effizienzwert der Kapitalwert für das Business-as-usual Szenario höhere Verluste auf als die Kapitalwerte der Rückbauszenarien, obwohl im Business-as-usual Szenario die höchsten Erlöse durch eine höhere Erlösobergrenze erlaubt sind. Dies lässt darauf schließen, dass der aktuelle regulatorische Rahmen nur begrenzt für die Herausforderungen im Gasverteilnetz im zukünftigen Energiesystem geeignet ist.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein direkter Anreiz für einen Netzzückbau, welche mit einer sinkenden Nachfrage benötigt wird, nicht gegeben ist, da dies zu sinkenden Erlösen führt und im Falle eines Weiterbetriebs die höheren Kosten an die Netznutzer weitergegeben werden. Für einen wirtschaftlich effizienten Netzbetrieb bedarf es einer Anpassung der aktuellen Regulierung. Zum Beispiel sollte man prüfen in wie weit die Nachfrage nach der regulierten Infrastruktur in die Bestimmung der Erlösobergrenze mit einfließen kann.

Die hier dargestellten Betrachtungen basieren auf vielen Annahmen und einer sehr geringen Datenbasis, wodurch die Zusammenhänge der Erlösobergrenze und des Kapitalwerts analysiert werden können, aber keine Aussage über die genauen Zahlenwerte getroffen werden kann.

Es sind keine detaillierten Informationen über das Baujahr und Beschaffungskosten der Netzbestandteile des Gasverteilnetzes bekannt. Auch weitere kalkulatorische Daten sind nicht öffentlich zugänglich, sodass lediglich der Kapitalkostenabzug aus den Daten abgeleitet werden kann, und der Kapitalkostenaufschlag nicht berücksichtigt wird. Da dieser in keine der Szenarien einfließt, werden die Ergebnisse auch nicht verzerrt.

Die vorhandenen historischen Daten zeigen keine direkte Korrelation der Netzgröße mit den Netzkosten. Dennoch wurde vereinfacht eine lineare Korrelation unterstellt. Auch für die Ableitung der Investitionen in Instandhaltung und Erneuerung diente lediglich der Durchschnittswert der bisherigen Investitionen. Im nächsten Schritt sollte basierend auf detaillierteren Netzinformationen die Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarfe ermittelt werden.

Die Annahme, dass bei 25 % Rückgang der Nachfrage auch 25 % des Gasverteilnetzes zurück gebaut wird, ist eine starke Vereinfachung der Realität. In einem Gasverteilnetz kann es durchaus zu einem Rückgang der Nachfrage um 25 % kommen, aber dies bedeutet nicht, dass an einem Leitungsstrang alle Netznutzer ihre Wärmeerzeugungstechnologie wechseln. Netznutzer, die ihre Wärmeerzeugungstechnologie nicht wechseln möchten, werden den Rückbau des Gasverteilnetzes erschweren und es werden Anreize für diese Netznutzer für einen Technologiewechsel benötigt. In zukünftigen Analysen kann über detailliertere Netzbetrachtungen mit einer stochastischen Verteilung des Rückgangs der Netznutzer dieser Effekt simuliert werden.

Fördervermerk

Diese Veröffentlichung wurde vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Projekts „TrafoKommunE – Transformationsprozess für die kommunale

Energiewende – sektorenggekoppelte Infrastrukturen und Strategien zur Einbindung von lokalen Akteuren“ (FKZ 03EN3008A) gefördert.

5 Literaturverzeichnis

- [1] IPCC: *Climate change widespread, rapid, and intensifying - IPCC*. URL <https://www.ipcc.ch/2021/08/09/ar6-wg1-20210809-pr/>. – Aktualisierungsdatum: 2021-08-09 – Überprüfungsdatum 2021-08-10
- [2] BMWI: *Deutsche Klimaschutzpolitik : Verbindlicher Klimaschutz durch das Bundes-Klimaschutzgesetz*. URL <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>. – Aktualisierungsdatum: 2021 – Überprüfungsdatum 2021-08-10
- [3] BCG ; PROGNOS; Philipp Gerbert, Patrick Herhold, Jens Burchardt, Stefan Schönberger, Florian Rechenmacher, Almut Kirchner, Andreas Kemmler, Marco Wunsch (Mitarb.): *Klimapfade für Deutschland*. 2018
- [4] DENA; Thomas Bründlinger, Julian Elizalde König, Oliver Frank, Dietmar Gründig, Christoph Jügel, Patrizia Kraft, Oliver Krieger, Stefan Mischinger, Dr. Philipp Prein, Hannes Seidl, Stefan Siegemund, Christian Stolte, Mario Teichmann, Jakob Willke, Mareike Wolke (Mitarb.): *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende : Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin, 2018
- [5] FRAUNHOFER ISI ; CONSENTEC ; IFEU ; TU BERLIN: *Langfristszenarien 3 : Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Noch unveröffentlicht. URL <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> – Überprüfungsdatum 2021-07-19
- [6] KLOCKE, Bernhard ; HEIMLICH, Frank ; PETERMANN, Harald: *Handbuch der Gasverwendungstechnik : Greening of gas – Technologien für die Energiewende*. 2. Aufl. Essen : Vulkan-Verlag, 2020
- [7] OBERLE, Stella ; STUTE, Judith ; FRITZ, Markus ; KLOBASA, Marian ; WIETSCHER, Martin: *Sector coupling technologies in gas, electricity, and heat networks. : Competition or synergy? Special Topic - Converging Infrastructures*. In: *Journal for Technology Assessment in Theory and Practice* (2020), 29/2, S. 24–30. URL <https://www.tatup.de/index.php/tatup/issue/view/167/172> – Überprüfungsdatum 2020-07-20
- [8] BNETZA: *Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/start.html;jsessionid=F05839A752533AB9EEF3A7459672F1A5. – Aktualisierungsdatum: 2021 – Überprüfungsdatum 2021-08-10
- [9] KIRCHBERG, Thomas: *Anreizregulierung im deutschen Strom- und Gassektor : Auswirkungen auf die Rentabilität von Netzinvestitionen*. Hamburg : Igel Verl. RWS, 2014

- [10] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ (BMJV); BUNDESAMT FÜR JUSTIZ (BfJ): *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze* (idF v. Anreizregulierungsverordnung vom 29. 10. 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert Art. 3 V v. 23. 12. 2019 I 2935) (2019-12-23). URL https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/inhalts_bersicht.html – Überprüfungsdatum 2021-05-28
- [11] NETZE BW GMBH: *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015 und Tätigkeitsabschluss*. Stuttgart, 2016
- [12] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL <https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/zTAT4SepsyOYgacYewU6M/2492f362c5e7a187caa374114da0a203/strukturdaten-Gas-2015.pdf> – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [13] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL <https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/1x9wScvCJyiuO8sceKi8u8/79799666f2f28a90b57dd390d70cb441/strukturdaten-gas-2016.pdf> – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [14] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/25TeU8j7LW2kMQIyyMcwOQ/0f0bfacbb462b9fc6f31eb8fc6561f5c/Strukturdaten_Gas.pdf – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [15] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/4etWNSZaNYSnRnBWGX221O/b66624a41deca6c3f1146d038bc5cba3/IV_Netze-BW_2018_Strukturdaten_Gas_20190327__2_.pdf – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [16] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6cMJ9w1aP9HMA8kW4j8v2J/44fb04b1799744b4fccb79f9b0355c01/Strukturdaten_Gas_2019.pdf – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [17] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/1mEGJl1arKcOkMyqcSI8EG/cecd94d966fdeaaa4f8f24407bdbae5/IV_Netze-BW_2020_Strukturdaten_Gas_20210521.pdf – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [18] NETZE BW GMBH: *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2016 bis zum 31.12.2016 und Tätigkeitsabschluss*. Stuttgart, 2017
- [19] NETZE BW GMBH: *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2017 bis zum 31.12.2017 und Tätigkeitsabschluss*. Stuttgart, 2018
- [20] NETZE BW GMBH: *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2018 und Tätigkeitsabschluss*. Stuttgart, 2019
- [21] NETZE BW GMBH: *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2019 bis zum 31.12.2019 und Tätigkeitsabschluss*. Stuttgart, 2020
- [22] BNETZA BESCHLUSSKAMMER 9: *Beschluss : In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. §32 Abs. 1 Nr. 1, 5 und 11 und § 4 Abs. 2 ARegV*. Aktenzeichen: BK9-16/8185. Bonn, 2019
- [23] FRONTIER ECONOMICS ; IAEW ; FOURMANAGEMENT ; EMCEL; David Bothe, Matthias Janssen, Tim Bongers, Martin Ahlert, Marcel Corneille, Sander van der Poel, Theresa Eich, Jan Kellermann, Lara Lück, Hao Chan, Carlos Andrés Quintero Borrás, Johannes

Kuhn (Mitarb.): *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland : Eine modellbasierte Analyse*. 2017

- [24] WACHSMUTH, J. ; MICHAELIS, J. ; NEUMANN, F. ; WIETSCHER, M. ; DUSCHA, V. ; DEGÜNTHER, C. ; KÖPPEL, W.: ZUBAIR, A.: *Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors : (engl.: Gas Roadmap for the energy transition - sustainable climate contribution of the gas sector)*. Deassau-Roßlau, 2019
- [25] BNETZA: *Bundesnetzagentur veröffentlicht Entwürfe für zukünftige Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetze*. Bonn, 17.07.2021. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210714_EKZins.html – Überprüfungsdatum 2021-08-31
- [26] BNETZA ; BUNDESKARTELLAMT: *Monitoringbericht 2020 : Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 01. März 2021*. Bericht. Bonn, 2021