ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Buchmann, Marius; Brunekreeft, Gert; Palovic, Martin; Anna Pechan, Anna

Working Paper

Future of Gas: Umgang mit stranded asset Risiken bei der Erdgasinfrastruktur

Bremen Energy Working Papers, No. 42

Provided in Cooperation with:
Constructor University Bremen, Bremen Energy Research (BER)

Suggested Citation: Buchmann, Marius; Brunekreeft, Gert; Palovic, Martin; Anna Pechan, Anna (2023) : Future of Gas: Umgang mit stranded asset Risiken bei der Erdgasinfrastruktur, Bremen Energy Working Papers, No. 42, Constructor University Bremen, Bremen Energy Research (BER), Bremen

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/268812

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

CONSTRUCTOR UNIVERSITY

Bremen Energy Working Papers

Paperseries No. 42

Marius Buchmann, Gert Brunekreeft, Martin Palovic und Anna Pechan

Future of Gas – Umgang mit stranded asset Risiken bei der Erdgasinfrastruktur

Februar 2023

Constructor University Bremen
Bremen Energy Research (BER)

Editors:

Prof. Dr. Gert Brunekreeft

Dr. Marius Buchmann

Constructor University Bremen

Bremen Energy Research (BER)

Campus Ring 1 / South Hall

28759 Bremen

www.constructor.university

www.bremen-energy-research.de

Contact:

Dr. Marius Buchmann

Tel. +49 (0) 421 – 200-4868

E-mail mbuchmann@constructor.university.de

Suggested citing:
Buchmann, M., Brunekreeft, G., Palovic, M. and Pechan, A., (2023), " Future of Gas – Umgang mit stranded asset Risiken bei der Erdgasinfrastruktur", Bremen Energy Working Papers No. 42, Constructor University Bremen.

The "Bremen Energy Working Papers" are published by Constructor University Bremen. The papers feature research and scholarship of a preliminary nature that should encourage dialogue and critical discussion. The content does not necessarily reflect the views of Jacobs University Bremen and is the sole responsibility of the authors. Constructor University Bremen does not bear any responsibility concerning the contents.

M. Buchmann, G. Brunekreeft, M. Palovic, A. Pechan

Future of Gas – Umgang mit stranded asset Risiken bei der Erdgasinfrastruktur[1]

Autorinnen:
Dr. Marius Buchmann
Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Martin Palovic, M.A.
Dr. Anna Pechan

Ansprechpartner:
Dr. Marius Buchmann
Constructor University (ehemals Jacobs University Bremen gGmbH)
Campus Ring 1 | South Hall
28759 Bremen
Tel.: +49 (0) 421 / 200 - 4868
Fax: +49 (0) 421 / 200 - 4877
Email: mbuchmann@jconstrcutor.university

Bremen, Februar 2023

[1] Dieses BEWP beschreibt die zentralen Ergebnisse eines Projekts für die EWE NETZ GmbH. Die Autoren danken für wertvolle Diskussionen und Anmerkungen der Mitarbeiter von EWE NETZ.

Zusammenfassung 3
1 Hintergrund und Zielsetzung 3
2 Vorgehen & Methodik 4
3 Die zentralen Herausforderungen aus regulatorischer Sicht 4
4 Stand der internationalen Debatte 6
4.1 Anpassung der Abschreibungsdauer 7
4.2 Anpassung des Abschreibungsprofils 7
4.3 Anpassung der Kapitalverzinsung 9
5 Methodischer Ansatz der Detailanalyse 10
5.1 Modellsimulation 10
5.2 Die Multikriterienanalyse 11
6 Ergebnisse, Kernaussagen und Handlungsempfehlung 12
6.1 Ergebnisse der Modellanalyse 12
6.1.1 Effektive Reduktion des stranded asset Risikos 13
6.1.2 Verteilungseffekte zwischen heutigen und zukünftigen Erdgaskunden 14
6.2 Ergebnisse der Multikriterienanalyse 16
7 Kernaussagen und Handlungsempfehlungen 17
8 Ausblick und weiterführende Fragen 18
Referenzen 19

Zusammenfassung

Im Fokus des Projektvorhabens stand der Umgang mit stranded asset Risiken im Bereich der Gasnetze, die sich durch die neuen politischen Rahmenbedingungen zur Klimaneutralität bis 2045 ergeben. Basierend auf einer Analyse der international bereits umgesetzten Ansätze zur Adressierung des stranded asset Risikos wurden einzelne Ansätze modellgestützt auf ihre Anwendung in Deutschland hin untersucht. Folgende Kernaussagen können aus der Analyse abgeleitet werden:

Eine anteilige Reduktion des stranded asset Risikos für den Netzbetreiber durch die Anpassung des Abschreibungsprofils über einen flexiblen Anpassungsfaktor (im Sinne z.B. einer degressiven Abschreibung) analog zur Umsetzung in den Niederlanden kann ein effektiver Weg sein, das stranded asset Risiko für die Netzbetreiber zu reduzieren. Es verbleibt aber ein Restrisiko bei den Netzbetreibern. Hier gibt es verschiedene Optionen, um mit diesem Restrisiko zu verfahren. Möglich wäre eine ergänzende Kürzung der Abschreibungsdauer in Kombination mit der Einführung eines Anpassungsfaktors. Dies würde aber bedeuten, dass das komplette stranded asset Risiko durch die Netznutzer getragen werden müsste. Dies wäre vor dem Hintergrund der Verursachergerechtigkeit zu prüfen. Alternativ könnte der Staat das verbleibende Restrisiko nach Anwendung eines Anpassungsfaktors anteilig übernehmen. Verbleibt ein Restrisiko bei den Netzbetreibern, so kann dieses Risiko genutzt werden, um mit einem Anreizmechanismus Effizienzanreize (Vermeidung von Strandes assets durch Umwidmung) zu verbessern.

Die genaue Ausgestaltung eines solchen Mechanismus, der eine Aufteilung des stranded asset Risikos über die Nutzung eines Anpassungsfaktors und unter Anwendung eines Anreizmechanismus für den Netzbetreiber vorsieht, ist dabei noch offen und müsste detaillierter untersucht werden. Ebenfalls offen ist aktuell, wie Kosten zur Stilllegung oder zum Rückbau der Erdgasnetze, falls diese nicht umgenutzt werden können, behandelt werden sollten. Hierbei handelt es sich um ein weiteres zentrales Handlungsfeld, das im Rahmen des Projekts skizziert wurde, aber nicht Teil der Detailanalyse war.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Die aktuelle EU-Regulierung sieht vor, dass die Versorgung mit Erdgas spätestens 2045 endet (vgl. Richtlinienentwurf zur Gasversorgung der EU Kommission (2021)). Gleichzeitig ergeben sich neue Anwendungsfelder für die Erdgasinfrastruktur, etwa zum Transport von Wasserstoff oder auch CO_2. Fraglich ist, wie der regulatorische Rahmen diese Unsicherheiten zum zukünftigen Nutzen der Erdgasinfrastruktur aufgreift. Im Fokus steht dabei die Frage, wie sunk investments bei den vorhandenen Erdgasleitungen vermieden, die Kosten zwischen den

heutigen und zukünftigen Netznutzern fair verteilt und eine effiziente Umnutzung von Erdgasleitungen für den Transport anderer Medien (H_2, CO_2) sichergestellt werden kann. Das vorliegende Vorhaben greift diese Diskussion auf und vertieft insbesondere die Frage, wie international mit einem stranded asset Risiko bei der Erdgasinfrastruktur umgegangen wird und was aus diesen internationalen Erfahrungen gelernt werden kann.

2 Vorgehen & Methodik

Um diese Frage zu beantworten, wurden die folgenden 5 inhaltlichen Arbeitsschritte durchgeführt:

1. Arbeitsschritt: Zunächst wurden die zentralen Herausforderungen identifiziert, mit einem Fokus auf die Risiken, die für Gasnetzbetreiber durch das Ende der fossilen Gasversorgung bis 2045 entstehen und welche von diesen Risiken regulatorisch bisher nicht adressiert werden.
2. Arbeitsschritt: Basierend auf einer Literaturrecherche wurden die aktuell international diskutierten Ansätze erfasst, die zur Adressierung eines der in AS 1 identifizierten Risiken genutzt werden oder genutzt werden könnten.
3. Arbeitsschritt: Aufbauend auf einer Priorisierung der Auftraggeberin fokussierte sich die Detailanalyse auf die Anwendung von international umgesetzten Maßnahmen zur Reduktion von stranded asset Risiken bei den Erdgasnetzbetreibern.
4. Arbeitsschritt: Die aus der internationalen Debatte abgeleiteten Handlungsoptionen wurden dann anhand einer Modell- und Multikriterienanalyse bewertet.
5. Arbeitsschritt: Basierend auf den Analyseergebnissen wurden dann Handlungsempfehlungen für EWE NETZ abgeleitet.

Im Folgenden fassen wir die relevantesten Ergebnisse der jeweiligen Arbeitsschritte zusammen.

3 Die zentralen Herausforderungen aus regulatorischer Sicht

Bei dem frühzeitigen Ausstieg aus der Erdgasversorgung stehen für die Erdgasinfrastruktur zwei Herausforderungen aus regulatorischer Sicht im Fokus: Zum einen die Verteilungsproblematik in Bezug auf die Kosten für die Erdgasinfrastruktur und deren Stilllegung/Rückbau, zum anderen der Umgang mit Risiken insbesondere im Hinblick auf die Umnutzung der Erdgasinfrastruktur zum Transport klimaneutraler Gase. Abbildung 1 gibt eine Übersicht über diese beiden zentralen Handlungsfelder.

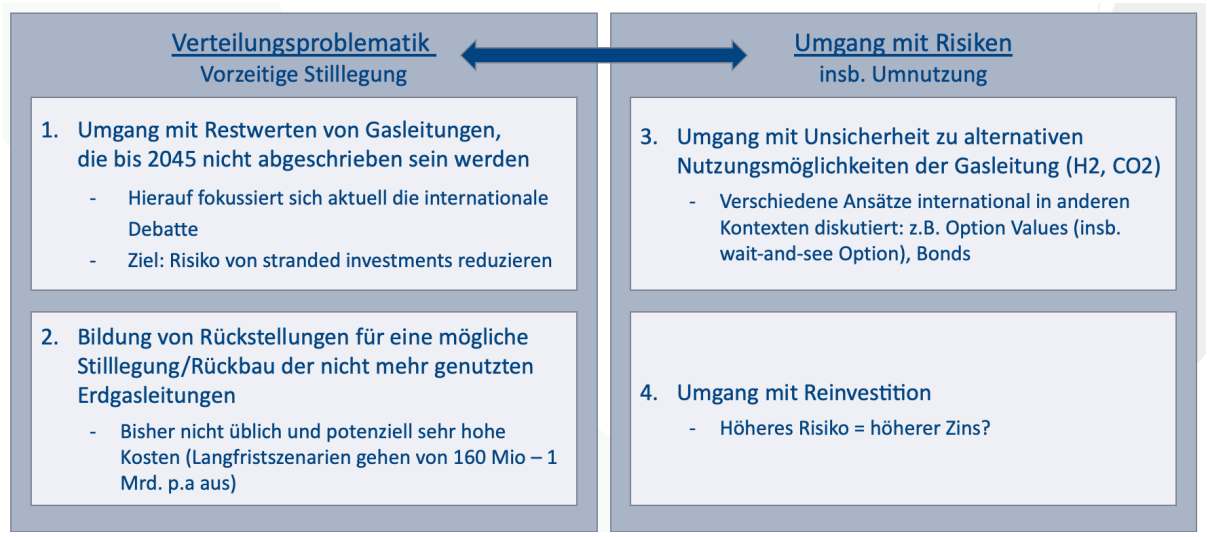

Abbildung 1: Die zentralen Handlungsfelder zur Zukunft der Erdgasinfrastruktur und deren Finanzierung

Die Verteilungsfrage betrifft zum einen die Kostenverteilung für die bis 2045 noch nicht abgeschriebenen Netzassets. Fraglich ist hier, wie die Kosten zwischen dem Netzbetreiber, den Netznutzern und dem Staat aufgeteilt werden. Grundsätzlich kann man hier argumentieren, dass die Netzbetreiber nicht allein das Risiko tragen sollten, da sich das Risiko zumindest anteilig durch die staatlich vorgegebene Richtungsentscheidung hin zur Klimaneutralität ergibt, was bei Investitionsentscheidungen in der Vergangenheit nicht zwangsläufig durch den Netzbetreiber hätte erwartet werden können. Daher erscheint eine Beteiligung des Staats angemessen. Darüber hinaus gilt auch, dass die Infrastruktur für die Netznutzer aufgebaut wurde, daher lässt sich auch hier eine anteilige Risikoübernahme begründen. Fraglich ist aber, zu welchen Anteilen die Risikoübernahme auf diese drei verschiedenen Gruppen aufgeteilt werden sollte. Grundsätzlich erscheint es zunächst nicht angemessen, dass ein Akteur allein das Risiko trägt.

Verbleibt daher auch ein Teil des Risikos bei den Netzbetreibern, könnten hier auch noch entsprechende Anreizmechanismen zur Reduktion des Restrisikos (etwa durch Umnutzung) ansetzen. Wie genau die Aufteilung (und darauf aufsetzend ein entsprechender Anreizmechanismus für den Netzbetreiber) gestaltet werden sollte ist ein wichtiger Punkt, der über die Bewertung in diesem Kurzgutachten hinausgeht. Dieser Aspekt sollte zeitnah aufgegriffen werden. Dabei gilt es auch zu beachten, dass n noch zwischen aktuellen und zukünftigen Netznutzern unterschieden werden sollte. Zum anderen greift die aktuelle Debatte in Deutschland zunehmend das Thema der Rückbau- und Stilllegungskosten der spätestens ab 2045 nicht mehr benötigten Netzinfrastruktur auf. Auch hier stellt sich die Frage, wie diese Kosten zwischen den Netzbetreibern, den Netznutzern und potenziell auch dem Staat aufgeteilt werden.

Neben diesen Verteilungsfragen rückt der Umgang mit Risiken, insbesondere in Bezug auf die mögliche Verlängerung der technischen Nutzungsdauer der Erdgasleitungen durch eine Umnutzung zum Transport klimaneutraler Gase und der damit verbundenen Unsicherheit bezüglich der Abschreibungsdauer und der Nutzergruppen, auf die diese Kosten umgelegt werden können, in den Fokus der Debatte zum regulatorischen Rahmen der Erdgasnetze. Diese Unsicherheit betrifft dabei nicht nur Bestandsanlagen, sondern auch das Thema Neuinvestitionen.

4 Stand der internationalen Debatte

Im Rahmen des Projekts wurde eine Recherche zum internationalen Stand der Debatte zu den oben skizzierten Handlungsfeldern durchgeführt. Hier zeigt sich, dass international insbesondere das Themenfeld 1, also der Umgang mit stranded asset Risiken bei Gasleitungen, im Fokus der Regulierer steht. In sieben Ländern wurden bereits Maßnahmen ergriffen, um das stranded asset Risiko bei Erdgasleitungen zu reduzieren bzw. die Kosten der stranded assets zwischen den Netzbetreibern und den Netznutzern aufzuteilen. Die folgende Abbildung gibt eine Übersicht über verschiedene Handlungsoptionen, die international bereits umgesetzt wurden (markiert durch ein „X“).

Optionen zur Reduktion des stranded investment Risiko	Umgesetzt in folgenden Ländern						
	NL	GB	NZ	AUS	BE	FR	AUT
Anpassungen Abschreibung							
Anpassung der Abschreibungsdauer			X	X	X	X	
Anpassung des Abschreibungsprofils	X	X					
Kostenteilung zw. Netzbetreiber & Netznutzer & Staat						X	
Erhöhung der Kapitalverzinsung						X	X

Abbildung 1: Übersicht der international umgesetzten Ansätze zur Reduktion des stranded asset Risikos bei den Erdgasnetzen

Basierend auf einer Priorisierung der Auftraggeberin fokussierte sich die Detailanalyse auf den Umgang mit stranded asset Risiken und die in Abbildung 2 genannten Maßnahmen: Die Anpassung der Abschreibungsdauer bzw. des Abschreibungsprofils, die Erhöhung der Kapitalverzinsung und die Möglichkeit, das stranded asset Risiko teilweise bei dem Staat zu verorten. Im Folgenden skizzieren wir die Ansätze, wie diese in dem jeweiligen Land diskutiert oder umgesetzt wurden, und wie eine Übertragung auf Deutschland aussehen könnte. Im Anschluss daran stellen wir das Modell, das zur Bewertung der Maßnahmen genutzt wurde, vor und gehen dann auf die Ergebnisse der Modellierung, deren Interpretation und die darauf basierenden Schlussfolgerungen ein.

4.1 Anpassung der Abschreibungsdauer

Die Anpassung der Abschreibungsdauer für Erdgasleitungen, bei denen ein stranded asset Risiko besteht, ist die häufigste Maßnahme, die international schon in verschiedenen Ländern ergriffen wurde. Auch in Deutschland findet diese Maßnahme für Neuinvestitionen ab 2023 als auch neu zu errichtende LNG-Anbindungen an das bestehende Erdgasnetz Anwendung. Hier ermöglicht die BNetzA eine optionale Verkürzung der Lebensdauer und damit auch der Abschreibungsdauer bis 2045, um eine mögliche Umnutzung der Leitungen zu einem späteren Wasserstofftransport weiterhin offen zu halten (vgl. BNetzA 2022).

International findet dieses Instrument auch schon für Bestandsanlagen Anwendung. Am weitreichendsten ist dabei die aktuelle Regulierung in Neuseeland, die eine Reduktion der Abschreibungsdauer für alle Netzassets im Gasnetz vorsieht, die effektiv zu einer weitreichenden, wenn auch nicht kompletten Risikoreduzierung führt. So wird die ökonomische Lebensdauer der Erdgasnetze nicht komplett bis 2050 (politisch anvisierte aber nicht rechtlich verbindliche Klimaneutralität) gekürzt. Vielmehr verbleibt ein Restbuchwert auch nach 2050. Dieser Restbuchwert der Anlagen impliziert eine potenzielle Nutzung der Erdgasnetze zum Transport klimaneutraler Gase bis 2060. Ein Restrisiko bleibt auch in Neuseeland bestehen, da hohe Unsicherheiten in Bezug auf die Nutzung der Infrastruktur zum Transport klimaneutraler Energieträger nach 2050 bestehen (NZCC 2022). Auch andere Länder haben bereits eine Kürzung der Abschreibungsdauer in der Gasverteilnetzinfrastruktur eingeführt, diese aber stärker eingegrenzt als im Falle Neuseelands. So wurde in Frankreich die Abschreibungsdauer für bestimmte Anlagen (Hausanschlüsse, Gebäude- und Steigleitungen, die 2005 oder später in Betrieb genommen wurden) ab 2020 von 45 auf 30 Jahre gesenkt (CRE 2020a). In Belgien wurde die Abschreibungsdauer für die aktuelle Regulierungsperiode 2020 – 2023 für alle nach 2000 gebaute Gasleitungen von Fluxysbis 2050 gekürzt (CREG 2018). In Australien gibt es bereits die Möglichkeit, die Abschreibungsdauer einzelner Leitungen nach einer individuellen Bewertung zu kürzen (AER 2021).

4.2 Anpassung des Abschreibungsprofils

Neben der Anpassung der Abschreibungsdauer wurde in Großbritannien und den Niederlanden das Abschreibungsprofil, also der Anteil, der jährlich abgeschrieben wird, angepasst. In Großbritannien wurde für alle Investitionen seit 2002 ein front-loaded Profil angewandt, in dem basierend auf der Sum-of-Years Digits Methode die jährliche Abschreibungssumme angepasst wurde. Im Kern führt diese Maßnahme dazu, dass die Abschreibungssumme zu Beginn der Abschreibungsdauer höher liegt, um mit der Zeit signifikant zu fallen. Heutige Netznutzer tragen also einen überproportionalen Anteil an den Netzkosten im Vergleich zu den zukünftigen Kunden (Ofgem, 2021). Ähnlich ist man in den

Niederlanden verfahren, in dem dort ein Anpassungsfaktor eingeführt wurde, der dazu führt, dass ein höherer Anteil der Abschreibungssumme zu Beginn der Abschreibungsdauer abgeschrieben wird. Aktuell nutzt man einen Anpassungsfaktor von 1,3, der so lange gilt, bis die jährliche Abschreibungssumme unter das Niveau fällt, das bei einer linearen Abschreibung gegolten hätte. Sobald dieses Niveau unterschritten wird, bleibt die Abschreibung konstant und der Anpassungsfaktor wird nicht mehr angewandt. So entsteht zunächst auch ein front-loaded Abschreibungsprofil, das aber weniger stark ausgeprägt ist als im britischen Modell und auch nicht über die gesamte Abschreibungsdauer rechtschief ist.

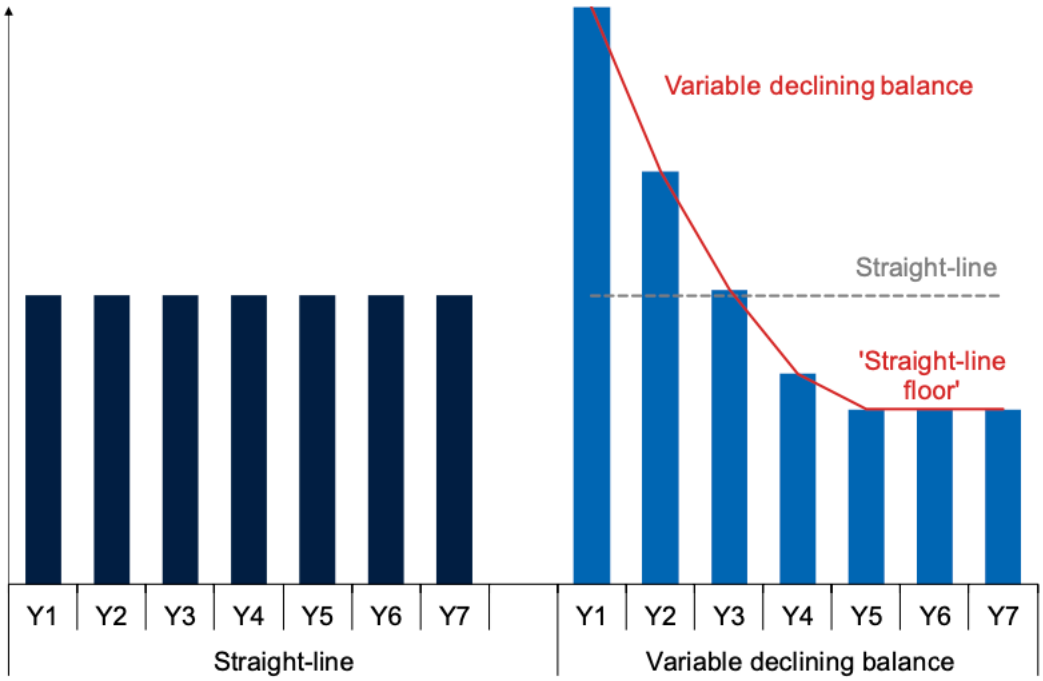

Abbildung 2: Illustration Niederländisches Modell mit Anpassungsfaktor (Oxera 2021)

Diese Regelung in den Niederlanden gilt dabei sowohl für den Fernleitungsnetzbetreiber GTS als auch die Erdgasverteilnetzbetreiber, wobei 10% der Assets pauschal von der Regelung ausgenommen sind, um einem möglichen Umnutzungspotenzial Rechnung zu tragen (ACM 2021). Im Kern gleicht dieser Ansatz der degressiven AfA in Deutschland, da in beiden Fällen von der linearen Abschreibung abgewichen und so das Anlagegut schneller abgeschrieben wird. Zentraler Unterschied ist hier, dass sich in dem niederländischen Ansatz der Anpassungsfaktor für ein Asset im Laufe der ökonomischen Lebensdauer (potenziell sogar mehrfach) ändern. Dies ist bei der degressiven Abschreibung nicht der Fall.

4.3 Anpassung der Kapitalverzinsung

Einen anderen Weg zur Adressierung des stranded asset Risikos haben die Regulierer in Frankreich und Österreich eingeschlagen. In beiden Ländern wurden Anpassungen bei der Kapitalverzinsung eingeführt, um das stranded asset Risiko zu adressieren. So wurde in Österreich eine Kapazitätsrisikoprämie auf die Eigenkapitalkosten aufgeschlagen. Die Absicht dahinter ist, dass das Risiko eines Rückgangs der Kapazitätsnachfrage nicht durch die verbleibenden Verbraucher getragen werden soll. Das Risiko verbleibt daher beim Netzbetreiber und wird gleichzeitig durch einen sektorweiten risikoadäquaten Zinsaufschlag von 3,5% sowie eine individuelle Risikokomponente abgegolten. Die individuelle Risikokomponente resultiert aus der Gesamtrisikobewertung des jeweiligen Unternehmens basierend auf den Risiken der einzelnen Leitungen. Die individuelle Komponente deckt damit das ggf. verbleibende Restrisiko ab, das nicht durch die sektorweite Prämie abgegolten wird (vgl. Abbildung 4).

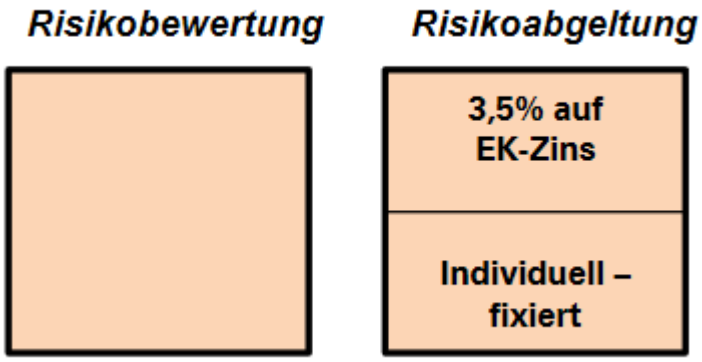

Abbildung 3: Zusammensetzung der Risikoabgeltung aus sektorweitem Aufschlag auf den EK-Zinssatz (in Höhe von 3,5%) und individueller Risikokomponente, basierend auf der individuellen Risikobewertung (Quelle: E-Control, Beschreibung der Kosten- und Tarifmethode gem § 82 GWG 2011, gültig ab 01.01.2021, S. 18)

Die Besonderheit des österreichischen Ansatzes liegt darin, dass die Netzbetreiber die zusätzlichen Einnahmen aus der Risikoprämie als Reserve zur Absicherung des Kapazitätsrisikos einbehalten müssen (seit RP 2021-24 zu 100%, vorher 50%), d.h. die Einnahmen dürfen nicht an die Aktionäre ausgeschüttet werden. Die Reserve darf aber eingesetzt werden, wenn das Mengenrisiko eklatant wird, um Mindererlöse abzudecken. In Frankreich wurden hingegen lediglich die WACC 2020 sowohl im Gasverteilnetz als auch im Fernleitungsnetz unter Berücksichtigung eines höheren beta-Faktors für die Anlagen ermittelt (von 0,45 auf 0,5 (Fernleitung) bzw. von 0,4 auf 0,48 (VN)), um die finanziellen Risiken (insbesondere durch stranded costs) abzubilden (CRE 2020a, 2020b).

5 Methodischer Ansatz der Detailanalyse

Die internationalen Ansätze wurden im Projekt als besonders relevant für eine mögliche Übertragung auf Deutschland identifiziert. Daher wurden diese vertiefend analysiert.

Die Analyse basierte dabei auf zwei zentralen Arbeitsschritten: Zunächst wurde ein stilisiertes Modell entwickelt, um insbesondere die Risikoreduktion und die Verteilungseffekte zwischen den heutigen und den zukünftigen Netznutzern abzubilden. Basierend auf diesen analytischen Ergebnissen wurde dann eine Multikriterienanalyse der Instrumente durchgeführt. Übergeordnetes Ziel war dabei die Bewertung von Effekten bei einer Übertragung auf Deutschland. Im Folgenden stellen wir kurz das Modell und die Untersuchungskriterien dar.

5.1 Modellsimulation

Im Rahmen einer Modellsimulation werden im folgenden Abschnitt die drei skizzierten Anpassungsoptionen der Regulierung (Kürzung der Abschreibungsdauer, Änderung des Abschreibungsprofils (britische & niederländische Variante), Erhöhung der EK-Verzinsung (österreichisches Modell)) sowie die jeweilige Kombination von Kürzung der Abschreibungsdauer & des Abschreibungsprofils hinsichtlich ihrer Auswirkung untersucht, die sich für das stranded asset Risiko des Netzbetreibers und die intertemporale Kostenverteilung innerhalb der Kundengruppe ergeben. Als Referenz diente der regulatorische status quo. Das Modell bildet die regulatorischen Erlösberechnungen auf Basis eines vereinfachten hypothetischen Zahlenbeispiels ab.

Ausgangspunkt ist ein bestehendes Erdgasnetz mit vorgegebenen Restbuchwerten der Anlagen, wobei im Betrachtungszeitraum von Investitionen für den Bestandserhalt sowie Betriebskosten abgesehen wird. Die Kapitalkosten aus dem Restbuchwert der Leitung im Jahr 2020 werden zu 100% als versunkene Kapitalkosten angenommen. Beginn der Betrachtungsperiode ist 2020, wobei die jeweilige Änderung der Regulierung ab dem Jahr 2025 umgesetzt wird. Die ursprüngliche Restnutzungsdauer liegt ab Beginn bei 40 Jahren, die durch die Limitierung des Erdgastransports bis 2045 auf 26 Jahre gekürzt wird. Abbildung 5 zeigt die Basisannahmen des Modells im Überblick.

	Erdgasnetz (einheitliche Altersstruktur)
Restbuchwert (2020) [GE]	300
Ursprüngliche Restnutzungsdauer (2020) [Jahre]	40
Verkürzte Restnutzungsdauer (2020) [Jahre]	26
Reg. EK-Zinssatz	4%
Reg. = kalk. FK-Zinssatz	4%
Diskontsatz	4%
Beschleunigungsfaktor (NL-Abschreibungsprofil)	1,3
Abschreibungsuntergrenze (NL-Abschreibungsprofil)	80%
Erhöhter EK-Zinssatz (AUS-Verzinsungsmodell)	8%

Abbildung 4: Übersicht der Modellannahmen zu Kosten und Regulierungsparametern

Für die Erdgasnachfrage wird angenommen, dass diese bis Ende 2045 auf Null absinkt. Drei verschiedene Verläufe des Nachfragerückgangs wurden über den betrachteten Zeitraum angenommen: linear, konkav und konvex. Es wird angenommen, dass die Nachfrage unelastisch gegenüber einer Netzentgelterhöhung ist, d.h. die Abnahme der Nachfrage ist exogen. Abbildung 6 veranschaulicht die drei Verläufe.

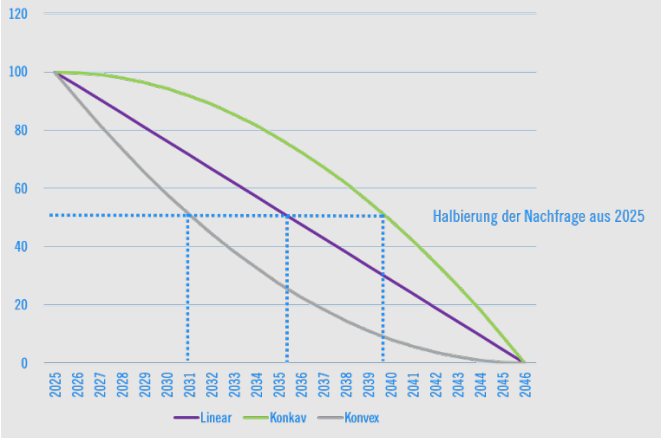

Abbildung 5: Angenommene Nachfrageverläufe zwischen 2025 und 2046

5.2 Die Multikriterienanalyse

Basierend auf den Modellierungsergebnissen wurden die analysierten Modelle im Rahmen einer Multikriterienanalyse qualitativ bewertet. Grundlage der Bewertung waren die folgenden Kriterien:

- Effektivität: Zentrales Bewertungskriterium war, inwiefern der Ansatz das stranded asset Risiko für den Netzbetreiber reduziert. Dabei ist zu beachten, dass eine verursachergerechte Aufteilung des stranded asset Risikos auch zu einer anteiligen Übernahme des Risikos durch den Netzbetreiber führen könnte. Dies wird im Kapitel 6 dargestellt.

- Verteilungseffekte: Hier wurde bewertet, ob die Handlungsoption einer Kostenverteilung zwischen den heutigen und zukünftigen Netznutzern näher an eine Gleichverteilung kommt, als dies in der aktuellen Situation der Fall ist.
- Umsetzungsaufwand: Hier steht der regulatorische Aufwand zur Bestimmung effizienter Niveaus bei Einführung neuer Instrumente im Fokus. Darüber hinaus wird auch der juristische Anpassungsbedarf bestehender Gesetze und Verordnungen und die politische Akzeptanz der Handlungsoption unter diesem Kriterium subsumiert.

Die untersuchten Modelle wurden in Bezug auf diese Kriterien hin analysiert und anhand einer Skala (0-4) qualitativ bewertet.

6 Ergebnisse, Kernaussagen und Handlungsempfehlung

Im Folgenden fassen wir die zentralen Ergebnisse der verschiedenen Analysestufen zusammen. Grundlage bilden dabei die Ergebnisse der Modellanalyse, auf denen die Multikriterienanalyse basiert. In den Kernaussagen werden dann die zentralen Einsichten zusammengeführt und die Handlungsempfehlung begründet.

6.1 Ergebnisse der Modellanalyse

Unter Anwendung des in Abschnitt 5 beschriebenen Modells wurden die Auswirkungen der regulatorischen Anpassungsoptionen auf die zwei Kriterien Effektivität und Verteilungseffekte der Multikriterienanalyse untersucht. Die Ergebnisse stellen wir im Folgenden dar.

Abbildung 7 veranschaulicht zunächst die Auswirkungen der Anpassungsoptionen auf den Verlauf der Erlösobergrenze (EOG). Alle abgebildeten Anpassungen verschieben die EOG zu Beginn des Zeitraums nach oben. Nur bei den Optionen ohne Änderung des Abschreibungsprofils bleibt die EOG oberhalb des Referenzfalls, ansonsten fällt sie im Zeitverlauf darunter. Die größte Veränderung tritt beim britischen Abschreibungsprofil in Kombination mit einer Kürzung (rosa Linie) auf, die geringste beim niederländischen Abschreibungsprofil (grüne Linie).

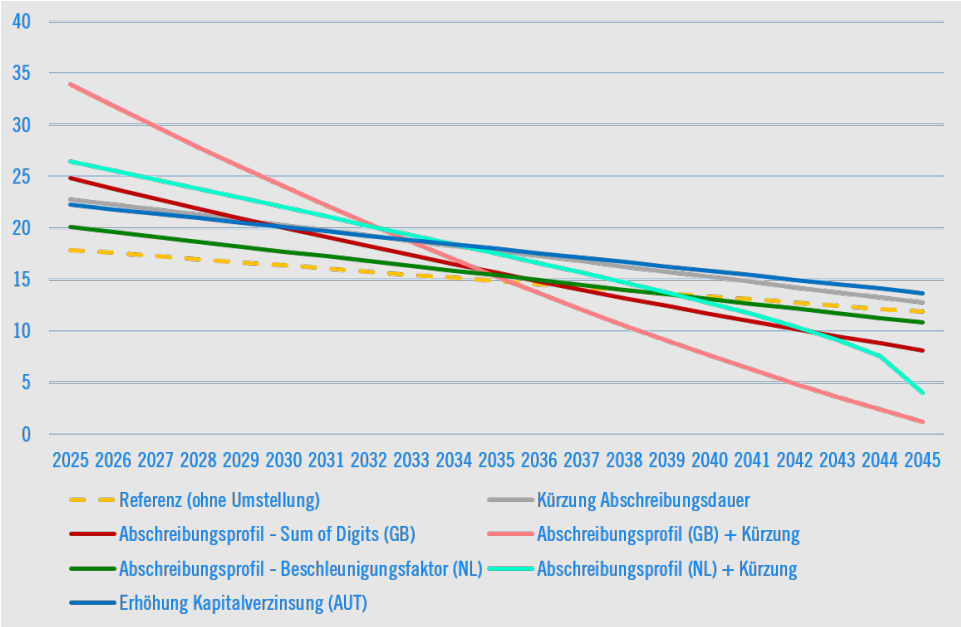

Abbildung 6: Übersicht der EOG-Verläufe je Anpassungsoption und im Referenzfall

6.1.1 Effektive Reduktion des stranded asset Risikos

Zur Bewertung der Anpassungsoptionen bezüglich der effektiven Reduktion des stranded asset Risikos für den Netzbetreiber wurde der verbleibende Restbuchwert Ende 2045 berechnet. Abbildung 8 veranschaulicht den Anteil dieser stranded assets im Verhältnis zu den Gesamtkosten, die zu Beginn des Betrachtungszeitraums bestanden. Im Referenzfall (ohne Umstellungen) liegt dieser Anteil bei 18 %. Die übrigen 82% wurden folglich bis 2045 bereits durch die Netzkunden getragen. Allein durch eine Kürzung der Abschreibungsdauer (ggf. in Kombination mit der Änderung des Abschreibungsprofils) kann das stranded asset Risiko vollständig reduziert werden. Eine rechtsschiefere Gestaltung des Abschreibungsprofils reduziert das Risiko. Dies geschieht umso stärker, je rechtsschiefer das Profil ist. Von den zwei abgebildeten Ansätzen ist die britische Variante rechtsschiefer und dadurch effektiver in der Risikoreduktion für den Netzbetreiber als der niederländische Ansatz. Die Erhöhung der Kapitalverzinsung für eine Rücklagenbildung reduziert das Risiko; allerdings sinkt dieses nur auf Null, wenn die Rücklage genau kostendeckend ist.

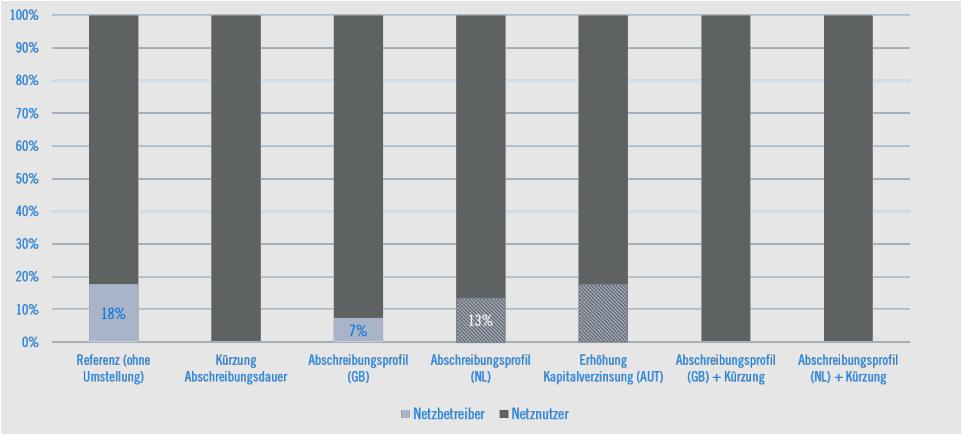

Abbildung 7: Verteilung der Gesamtkosten auf Netznutzer und Netzbetreiber; Höhe der stranded assets an Gesamtkosten (in Prozent)

6.1.2 Verteilungseffekte zwischen heutigen und zukünftigen Erdgaskunden

Für die Bewertung der Verteilungseffekte wurde zunächst als Referenz eine Gleichverteilung der Kosten berechnet. Diese ergibt sich durch die anteilige Verteilung der gesamten Kosten auf die Jahre in Abhängigkeit vom Anteil der jährlichen Nachfrage an der Gesamtnachfrage. Macht die Nachfrage im ersten Jahr z.B. 10% der gesamten Nachfrage aus, so würde sie bei einer Gleichverteilung auch 10% der Gesamtkosten tragen. Insgesamt wären die Netzentgelte bei einer solchen Verteilung im Zeitverlauf konstant.

Für die verschiedenen Anpassungsoptionen wird dann die Abweichung der Kostenverteilung von der Gleichverteilung berechnet. Zur Veranschaulichung wird die Abweichung in fünf Jahreszeiträumen dargestellt. Abbildung 9 zeigt die Abweichung in Prozentpunkten von der Gleichverteilung (der Null-Linie) in diesen Zeiträumen bei einem linearen Nachfrageverlauf. Eine Abweichung nach oben entspricht einer übermäßigen Belastung der Kundengruppe, eine Abweichung nach unten einer übermäßigen Entlastung. Gemessen an den summierten jährlichen Abweichungen liegen das britische Anpassungsprofil und das niederländische Profil kombiniert mit einer Kürzung der Dauer am nächsten an der Kostengleichverteilung, gefolgt vom niederländischen Anpassungsprofil ohne Kürzung.

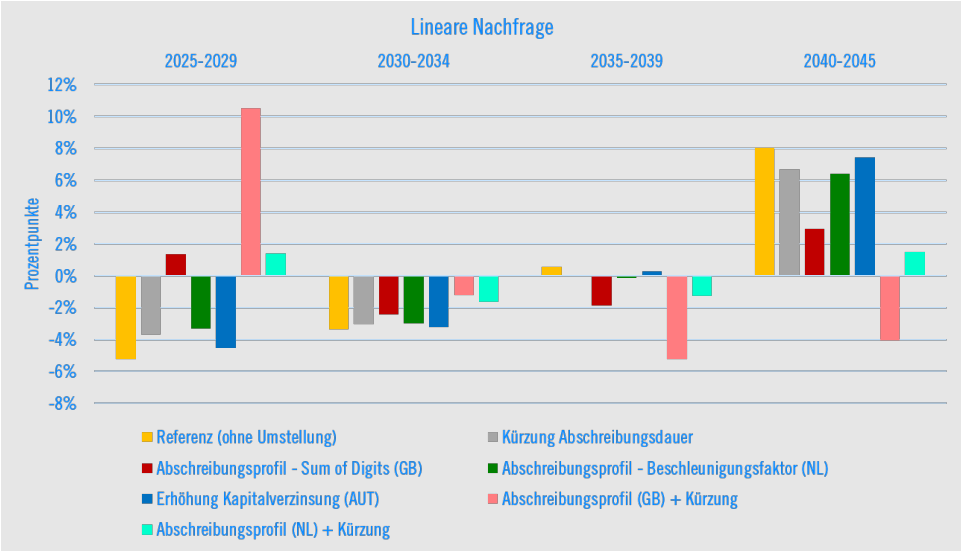

Abbildung 8: Abweichung von Kostengleichverteilung je Anpassungsoption und im Referenzfall (linearer Nachfragerückgang)

Abbildung 10 zeigt die Abweichungen von einer Kostengleichverteilung bei einem konkaven Nachfrageverlauf. Alle Optionen führen hier zu einer übermäßigen Belastung der Kunden in den ersten fünf Jahren. Da im konkaven Fall die Nachfrage zunächst weniger stark abnimmt, müssen die Kosten nicht so stark zeitlich nach vorne verlagert werden, wie dies im linearen Fall für eine Gleichverteilung notwendig würde. Im konkaven Fall schneiden die Referenz ohne Umstellung, das niederländische Abschreibungsprofil und die Erhöhung der Kapitalverzinsung am besten bezüglich der Kostengleichverteilung ab.

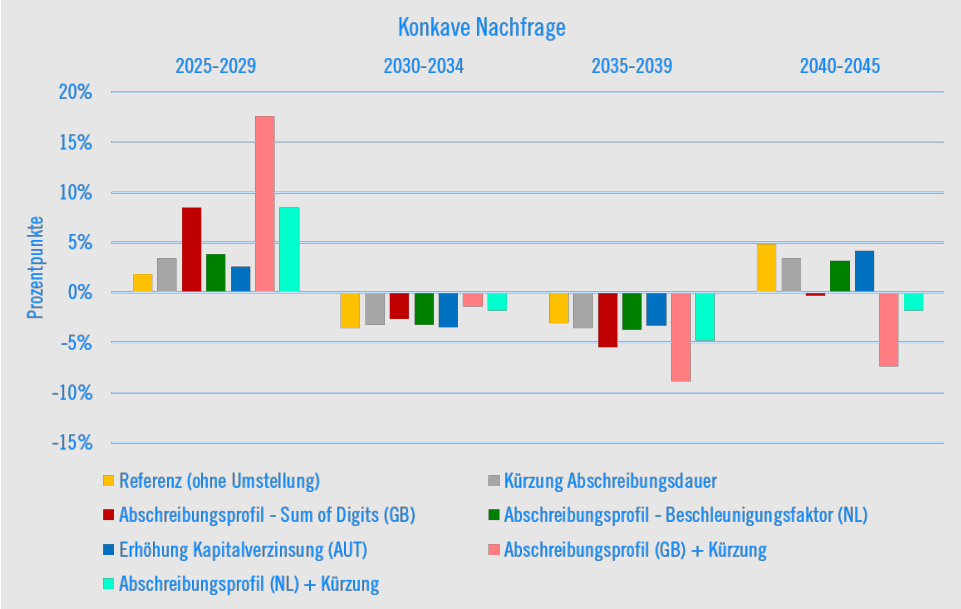

Abbildung 9: Abweichung von Kostengleichverteilung je Anpassungsoption und im Referenzfall (konkaver Nachfragerückgang)

Im Vergleich der beiden Abbildungen zeigt sich, dass der Nachfrageverlauf sehr relevant für die Bewertung ist. Zieht man beide Bewertungen ungewichtet zusammen, dann ist das

niederländische Abschreibungsprofil mit einem moderaten Anpassungsfaktor am nächsten an einer Gleichverteilung der Kosten, gefolgt von dem britischen Abschreibungsprofil (Sum-of-Years Digits) und dem niederländischen Profil kombiniert mit einer Kürzung der Abschreibungsdauer.

Zielt man statt auf eine Gleichverteilung der Kosten vor allem darauf ab, die letzten Kunden nicht übermäßig zu belasten, dann schneiden die Modelle mit einer starken zeitlichen Verlagerung der Kosten nach vorne am besten ab (britisches Profil kombiniert mit Kürzung der Abschreibungsdauer, niederländisches Modell kombiniert mit Kürzung und britisches Profil ohne Kürzung).

6.2 Ergebnisse der Multikriterienanalyse

Die oben dargestellten Ergebnisse bilden auch die Grundlage für die Bewertung der Modelle. Insbesondere die Bewertung zur Effektivität und zur Kostenverteilung basiert dabei auf den Modellergebnissen und wird hier daher nicht weiter ausgeführt. Das Modell hat aber keine Bewertung des regulatorischen Aufwands ermöglicht, so dass wir diese Ergebnisse hier kurz hervorheben. Die Ergebnisse der Bewertung sind in Abbildung 11 unten zusammengefasst.

○ Negativ ◔ Eher negativ ◐ Neutral ◕ Eher positiv ● Positiv

		Pauschale Kürzung Abschreibungs-dauer	Anpassung Abschreibungs-profil GB	Anpassung Abschreibungs-profil NL	Erhöhung Kapitalverzinsung (AUT)	Kombination Kürzung & GB-Profil	Kombination Kürzung & NL-Profil	Exit-Entgelte
1 Effektivität[1]	stranded asset Risiko wird für den Netzbetreiber reduziert	● Risiko vollständig reduziert	◕ Risiko deutlich reduziert	◐ Risiko reduziert (Hier relative geringer Beschleunigungs-faktor analog zu NL)	◕ Risiko deutlich reduziert, wenn Rücklage kostendeckend	● Risiko vollständig reduziert	● Risiko vollständig reduziert	◐ Risiko wird reduziert, da durch Exit-Entgelte (teilw.) refinanziert
2 Kostenver-teilung Nutzer[1,2]	Kosten für heutige und zukünftige Nutzer gleich	◔ Verschlechterung gegenüber Referenz (zu Lasten zukünftiger Nutzer)	◐ Teils Verbesserung, teils Verschlechterung zu Referenz	◕ Verbesserung gegenüber Referenz	◔ Verschlechterung gegenüber Referenz (zu Lasten zukünftiger Nutzer)	○ Deutliche Verschlechterung gegenüber Referenz (zu Lasten heutiger Nutzer)	◐ Teils Verbesserung, teils Verschlechterung zu Referenz	◕ Durch Umsetzung von deep-charging wird eine Angleichung der Kosten ermöglicht
3 Umsetzungs-aufwand	Regulatorischer Umsetzungsaufwand Politische & juristische Umsetzung	◕ Regulatorisch gering, juristisch beherrschbar vgl. KANU	◐ Regulatorisch gering, juristisch GasNEV anzupassen, aber nicht flexibel	◐ Regulatorisch gering, juristisch GasNEV anzupassen, aber flexibel anpassbar	◕ Rücklagenhöhe muss möglichst korrekt bestimmt werden	◔ Aufwändig, da sowohl Abschreibungsregeln anzupassen und SoD-Methode zu entwickeln	◔ Aufwändig, da Abschreibungsregeln anzupassen und Anpassungsfaktor zu bestimmen sind	○ Zielkonflikt Exit Erdgas, hoher regulatorischer Aufwand zur genauen Kostenschätzung

Abbildung 10: Die Ergebnisse der Multikriterienanalyse im Überblick

Dabei zeigt sich, dass keins der Modelle alle Kriterien voll erfüllen kann. In Bezug auf den regulatorischen Aufwand zeigt sich, dass lediglich die Erhöhung der Kapitalverzinsung über einen Aufschlag mit einem relativ geringen Aufwand umsetzbar erscheint. Wird hingegen die Abschreibungsdauer oder aber das -profil angepasst, so hat dies zumindest zwei umfangreichere Konsequenzen. Zum einen muss bei der Anpassung des Abschreibungsprofils eine Methodik entwickelt werden, um die Anpassung möglichst so auszugestalten, dass eine Benachteiligung von heutigen und zukünftigen Kunden vermieden wird. Zum anderen bedingen diese Ansätze, dass Abschreibungsgrundsätze geändert werden müssten, was

durchaus zu einem juristischen Aufwand führen kann. Hier zeigen die aktuellen Aktivitäten der BNetzA zur Kürzung der Abschreibungsdauer für Neuinvestitionen ab 2023 und Anlagen zur Anbindung der LNG-Terminals aber, dass auch dieser Aufwand beherrschbar sein sollte. Werden beide Maßnahmen gleichzeitig umgesetzt, also die Kürzung der Abschreibungsdauer sowie die Anpassung des Abschreibungsprofils, dann kann von einem höheren Umsetzungsaufwand ausgegangen werden.

7 Kernaussagen und Handlungsempfehlungen

Basierend auf der obigen Analyse kommen wir zu den folgenden Kernaussagen.

Die Anpassung des Abschreibungsprofils über einen flexiblen Anpassungsfaktor analog zur Umsetzung in den Niederlanden kann ein effektiver Weg sein, das stranded asset Risiko für die Netzbetreiber zu reduzieren. Es verbleibt aber ein Restrisiko bei den Netzbetreibern. Wie die Modellergebnisse zeigen, wird bei entsprechender Wahl des Anpassungsfaktors die Kostenverteilung zwischen heutigen und zukünftigen Kunden voraussichtlich dadurch ausgeglichener als ohne Anpassung (genaue Verteilung hängt jedoch vom tatsächlichen Verlauf der Nachfrage und vom Anpassungsfaktor ab). Aufgrund hoher Unsicherheiten hinsichtlich der Nachfrageentwicklung bietet sich der Weg über einen Anpassungsfaktor ebenfalls an, da dieser buchstäblich flexibel über die Zeit angepasst werden kann, um neuen Informationen zur Nachfrage gerecht zu werden.

Nutzt man den Ansatz über den Anpassungsfaktor, so verbleibt ein Restrisiko bei dem Netzbetreiber. Hier gibt es dann verschiedene Optionen, um mit diesem Restrisiko zu verfahren. Möglich wäre auch eine ergänzende Kürzung der Abschreibungsdauer in Kombination mit der Einführung eines Anpassungsfaktors. Dies würde aber bedeuten, dass das komplette stranded asset Risiko durch die Netznutzer getragen werden müsste. Dies wäre vor dem Hintergrund der Verursachergerechtigkeit zu prüfen. Fraglich ist dann auch, welche Rückwirkungen auf die Nachfrage durch eine Kombination der Instrumente entstehen könnten. In einem extremen Fall könnte dies etwa bei einer elastischeren Nachfrage bedeuten, dass das stranded asset Risiko nur nach vorne gezogen wird, da die Nachfrage wesentlich schneller sinkt als zur Definition des Anpassungsfaktors und der Kürzung der Abschreibungsdauer angenommen wurde. Alternativ könnte der Staat das verbleibende Restrisiko nach Anwendung eines Anpassungsfaktors anteilig übernehmen. Dies hätte den Vorteil, dass der Staat als Mitverursacher des stranded asset Risikos anteilig an der Deckung des Risikos beteiligt wird (vgl. Kapitel 3).

Grundsätzlich besteht immer dann, wenn ein Restrisiko bei dem Netzbetreiber verbleibt, die Option, dieses Risiko zu nutzen um Effizienzanreize über einen Anreizmechanismus in der

Anreizregulierung (vgl. Brunekreeft et al (2020a & 2020b)) zur Reduktion des Risikos zu setzen, etwa durch Umnutzung, da nicht davon auszugehen ist, dass die Netzbetreiber gar keinen Einfluss auf das stranded asset Risiko haben.

8 Ausblick und weiterführende Fragen

Die Debatte zum möglichen Umgang mit stranded asset Risiken bei den Gasnetzen steht in Deutschland erst am Anfang. Die obige Analyse bildet eine erste Grundlage, um einen möglichen Mechanismus zur Reduktion des stranded asset Risikos bzw. dessen Aufteilung zwischen Netzbetreiber, Netznutzer und Staat zu identifizieren. Die genaue Ausgestaltung eines solchen Mechanismus, der eine Aufteilung des stranded asset Risikos über die Nutzung eines Anpassungsfaktors und unter Anwendung eines Anreizmechanismus für den Netzbetreiber vorsieht, ist dabei noch offen und müsste detaillierter untersucht werden. Dabei gilt es insbesondere die Rolle der Nachfrage, deren Elastizität und Verlauf genauer zu analysieren, da diese einen erheblichen Effekt auf das stranded asset Risiko, und wann sich dieses in welchem Umfang manifestiert, haben kann.

Ebenfalls offen ist aktuell, wie Kosten zur Stilllegung oder zum Rückbau der Erdgasnetze (insbesondere auf der Verteilnetzebene) behandelt werden sollten. Hierbei handelt es sich um ein weiteres zentrales Handlungsfeld, das im Rahmen des Projekts skizziert wurde, aber nicht Teil der Detailanalyse war. Genau diese Frage rückt aber aktuell in den Fokus der öffentlichen Debatte.

Referenzen

ACM, 2021, Methodenbesluit GTS 2022-2026. ACM, 2021, Methodenbesluit Regionale Netbeheer Gas 2022-2026.

AER (Australian Energy Regulator) (2021) Regulating gas pipelines under uncertainty Information paper

BNetzA (2022) Festlegung von kalkulatorischen Nutzungdsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen ("KANU"), Beschlusskammer 9, Aktenzeichen: BK)-22/614.

Brunekreeft, G, Kusznir, J. & Meyer, R (2020a). Output-orientierte Regulierung - ein Überblick, *Bremen Energy Working Papers* No. 35, Jacobs University Bremen.

Brunekreeft, G., Kusznir, J. & Meyer, R. (2020b). The Emergence of Output-Oriented Network Regulation. *Oxford Energy Forum*, Issue 124, pp. 34-38.

CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) (2020a) Deliberation N° 2020-012, Deliberation by the French Energy Regulatory Commission of 23 January 2020 deciding on the tariffs for the use of GRTgaz's and Teréga's natural gas transmission networks; https://Anpassungsfaktor.cre.fr/en/content/download/21877/file/200123_2020-012_ATRT7-en.pdf

CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) (2020b) Deliberation N° 2020-010, Deliberation by the French Energy Regulation Commission of 23 January 2020 deciding on the equalised tariff for the use of GRDF's public natural gas distribution networks; https://Anpassungsfaktor.cre.fr/en/content/download/21873/file/200123_2020-010_ATRD6-en.pdf

CREG (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz) (2018) Arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période régulatoire 2020-2023; https://Anpassungsfaktor.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1110-11FR.pdf

EU Kommission (2021) Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und Rates über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff. Brüssel.

NZCC (New Zealand Commerce Commission) (2022) Default price-quality paths for gas pipeline businesses from 1 October 2022, Final Reasons Paper, Date of publication: 31 May 2022

Ofgem (2021) RIIO-2 Final Determinations, Finance Annex (REVISED), 3 February, section 10.

Oxera(2021) Regulatory tools applied to gas networks to accommodate energy transition. London