

Regulierungsmodell neu – Systematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber

Philipp Trierweiler, Isabelle Bartes¹

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control),
Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, philipp.trierweiler@e-control.at, +43 1 24724 607,
Isabelle.Bartes@e-control.at, +43 1 24724 502, www.e-control.at.

Kurzfassung:

Motivation und zentrale Fragestellung

Mit dem Beginn des Krieges in der Ukraine im Frühjahr 2022 ist das Europäische Gas- aber auch Elektrizitätssystem mit starken Disruptionen konfrontiert. Das 2008 eingeführte österreichische Anreizregulierungssystem² für Gas-Verteilernetzbetreiber befindet sich derzeit am Beginn seiner 4. Periode. Ziel der Regulierung ist es im Allgemeinen, Betreibern von Netzinfrastrukturen – die volkswirtschaftlich gesehen natürliche Monopole darstellen – gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse aufzuerlegen. Die Regulierungssystematik mit ihren Regulierungsparametern legt dabei jeweils die Rahmenbedingungen der aktuell gültigen Regulierungsperiode fest. In Einklang mit den aktuell gültigen Gesetzen verfolgt sie im Speziellen beispielsweise auch die Ziele, den Unternehmen Planungssicherheit zu geben und Stabilität des Regulierungssystems zu gewährleisten.

Die derzeit unsicheren Rahmenbedingungen der Gas-Verteilernetzbetreiber als Folge des Krieges in der Ukraine haben die Behörde bei der Anfertigung der Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode vor besondere Herausforderungen gestellt. Zentrale Fragen hierbei waren, wie ein neues System implementiert werden kann, das einerseits Planungssicherheit, Stabilität und Vorhersehbarkeit schafft, andererseits aber Flexibilität hinsichtlich sich während der Periode ändernden Rahmenbedingungen sicherstellt. Oder, wie einerseits die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen für die sichere Gasversorgung ermöglicht werden kann, andererseits aber auch die Kunden im regulierten Bereich vor ungerechtfertigten Finanzierungskostenbelastungen durch angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals schützt.

¹ Die Autor:innen sind beide für die Abteilung Tarife der E-Control tätig.

² Der Hauptzweck von Anreizregulierungssystemen liegt in der Steigerung der Effizienz der Netzbetreiber. Ein Effizienzvergleich in Kombination mit einer temporären Entkopplung von tatsächlichen und gemäß Regulierungspfad vorgeschriebenen Kosten über die Dauer einer Regulierungsperiode sind die Kernelemente eines Anreizregulierungsregimes.

Methodische Vorgangsweise

Um ein ausgewogenes Regulierungssystem sicherzustellen, hat die Behörde die bestehende Systematik einerseits weiterentwickelt und andererseits neue Regulierungsparameter eingeführt.

So hat die E-Control beispielsweise erstmalig beim Finanzierungskostensatz, der eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals der Netzbetreiber sicherstellen soll, eine separate Betrachtung von Alt- und Neuanlagen eingeführt. Der Grundgedanke hinter einem separaten Zins für Neuinvestitionen ist die Ermöglichung der Finanzierung (insbesondere unter Berücksichtigung der sich aktuell stark verändernden Zinslandschaft) und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen für die sichere Gasversorgung. Das Vorgehen soll einerseits vermeiden, dass notwendige Neuinvestitionen durch einen zu niedrigen WACC verschoben werden oder ganz ausbleiben. Andererseits werden die Netzbetreiber vor ungerechtfertigten Finanzierungskostenbelastungen durch einen angemessenen Zins für das eingesetzte Kapital für den alten Anlagebestand geschützt.

Aufgrund der aktuellen außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen wird erstmalig eine Aufrollung des t-2-Zeitverzugs beim Netzbetreiberpreisindex eingeführt. Durch die Einführung der Aufrollung verhindert die Behörde eine Kostenunterdeckung auf Netzbetreiberseite und stellt gleichzeitig Transparenz und Vorhersehbarkeit hinsichtlich der Kostenanerkennung im Zuge der vierten Regulierungsperiode sicher.

Als Neuheit sei auch die Einführung der Systematik potenziell veränderlicher Parameter genannt: Durch den Krieg in der Ukraine wurde in Europa der ohnehin geplante Ausstieg aus dem Energieträger Gas – insbesondere in der Raumwärme – neuerlich prävalent. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich dementsprechend auch der gesetzliche Rahmen für Gas-Verteilernetzbetreiber im Verlauf der Regulierungsperiode verändert und den neuen politischen Zielen angepasst wird. Um für diesen Fall eine Flexibilität der Regulierungssystematik zu erlauben, wird die Möglichkeit der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors vorgesehen, welcher gesetzliche Veränderungen der Versorgungsaufgabe abbilden kann.

Um die Transformation des österreichischen Gasnetzes im Sinne der europäischen und nationalen Dekarbonisierungsziele hin zu erneuerbaren Gasen zu realisieren, wurde auch erstmalig ein Forschungs- und Innovationsbudget eingeführt. Die Gas-Verteilernetzbetreiber erhalten im Laufe der vierten Regulierungsperiode ein pauschales Budget in Höhe von 0,5 % der jährlich festgestellten beeinflussbaren Betriebskosten. Die Behörde möchte damit die Innovationskraft der österreichischen Unternehmen stärken. Mit Hilfe dieses Budgets werden den Unternehmen notwendige finanzielle Ressourcen gewährt um die Transformation des Gasnetzes durch die Einführung bzw. Realisierung neuer oder deutlich verbesserter Prozesse und Methoden in Bezug auf die Geschäftspraxis oder den Betrieb des Gasnetzes zu realisieren. So soll auch langfristig eine effiziente Realisierung der Versorgungsaufgabe auch in Zeiten schneller Umbrüche sichergestellt werden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Mit ihrem Beginn im Jahr 2023 ist die österreichische Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber eine der ersten, die die Auswirkungen des

Ukrainekrieges für das Gasnetz sowie die indirekten Folgen des Krieges, wie beispielsweise die gesamtwirtschaftlichen Inflationssteigerungen berücksichtigt. Sie kann die Grundlage für weiterführende Diskussionen zur Implementierung neuer Herausforderungen für Verteilernetzbetreiber durch die aktuelle Energiekrise, aber auch durch die Energiesystemwende bilden. Trotz ihrer Flexibilität liefert die Regulierungssystematik einen stabilen und vorhersehbaren Rahmen für die Netzbetreiber, durch den Planungssicherheit geschaffen und eine Anreizwirkung aufrechterhalten werden kann.

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Die Regulierung für Gas-Verteilernetzbetreiber steht aktuell aufgrund zahlreicher Entwicklungen der letzten Jahre und vor allem Monate vor großen Herausforderungen.

Vor dem Hintergrund des Kriegs Russlands in der Ukraine, der zu Einschränkungen von russischen Gaslieferungen nach Europa, einem deutlichen Anstieg der Gaspreise und zu einer erhöhten Unsicherheit über die Gasversorgung geführt hat, sind die Rahmenbedingungen für den Gassektor großen Veränderungen unterworfen. Sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene wurden seit Kriegsbeginn innerhalb kürzester Zeit eine Reihe von neuen rechtlichen Vorgaben zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, zur Diversifizierung der Gasimporte sowie zur Beschleunigung der Dekarbonisierung auf den Weg gebracht.

Während im Regierungsprogramm 2020-2024 der österreichischen Bundesregierung ein Gasheizungseinbauverbot in neuen Gebäuden ab 1.1.2025 vorgesehen war, wurde dies vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen im Begutachtungsentwurf zum Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWG)³ auf 1.1.2023 vorverlegt. Der Begutachtungsentwurf enthält auch ein Stilllegungsgebot für Gasheizungsanlagen, die mit fossilem Erdgas betrieben werden, bis 30.06.2040. Gasheizungsanlagen, die mit erneuerbarem Gas betrieben werden, unterliegen nicht dem Stilllegungsgebot und dürfen laut Entwurf über 30.06.2040 hinaus betrieben werden.

Bereits mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket) wurden eine Reihe von Maßnahmen zur Förderung der Produktion von erneuerbarem Gas festgelegt. Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) enthält das Ziel, bis 2030 erneuerbares Gas im Umfang von 5 TWh in das Gasnetz einzuspeisen. Damit geht auch die in § 4 Z 7 ff GWG 2011 verankerte Zielsetzung einher, die Anwendung von erneuerbarem Wasserstoff als Schlüsselement zur Sektorkopplung und Sektorintegration zu forcieren. Weiters wurden mit dem EAG-Paket verbindliche Gas-Herkunftsnachweise und eine Gas-Kennzeichnung normiert. Für bestehende und neu zu errichtende Anlagen zur Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbarem Gas soll nach § 75 GWG 2011 ein reduziertes Netzzutrittsentgelt zur Anwendung kommen. Nach § 78a GWG 2011 können für Forschungs- und Demonstrationsprojekte im Rahmen von „Regulatory Sandboxes“ Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten im Bereich erneuerbarer Gase genehmigt werden. § 62 EAG sieht auch Investitionszuschüsse für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas vor. Zur weiteren Förderung der Produktion von erneuerbarem Gas hat die Bundesregierung auch ein Erneuerbaren-Gas-Gesetz angekündigt.

Im Juni 2022 hat die österreichische Bundesregierung außerdem die „Wasserstoffstrategie für Österreich“⁴ veröffentlicht. Laut Wasserstoffstrategie soll klimaneutraler Wasserstoff einen

³ Ministerialentwurf betreffend Bundesgesetz zum Ausstieg aus der fossil betriebenen Wärmebereitstellung (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWG). https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00212/index.shtml. Abgerufen am 24.06.2022.

⁴ Wasserstoffstrategie für Österreich. <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html>. Abgerufen am 24.06.2022.

wichtigen Beitrag für das österreichische Ziel der Klimaneutralität 2040 leisten und speziell in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren – wie beispielsweise der energieintensiven Industrie – zum Einsatz kommen und soll auch den Weg hin zu einem erneuerbaren Energiesystem unterstützen. Ein Aktionsfeld der Wasserstoffstrategie betrifft den Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur. Für den leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff soll primär die derzeit für den Erdgastransport verwendete Gasinfrastruktur durch Umwandlung zu Wasserstoffleitungen genutzt werden. Das Potential für die Umwidmung der vorhandenen Gasinfrastruktur wird im Rahmen einer Roadmap für Wasserstoffinfrastruktur⁵ sowie im integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan (NIP) beleuchtet.

Angesichts der geltenden und künftigen Rahmenbedingungen sind folgende Zielsetzungen der Regulierung der Gas-Verteilernetzbetreiber besonders hervorzuheben:

- Gewährleistung der sicheren Versorgung und des effizienten Einsatzes von Gas sowie der nötigen Infrastruktur für die sichere Gasversorgung;
- Möglichst kostengünstige und rasche Verwirklichung der Transformation des Energiesystems im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens 2015;
- Beitrag zur Verwirklichung der Ziele des Pariser Klimaschutzübereinkommens 2015 Setzung von Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs bis 2040, die sich insbesondere auf die Planung von Erdgasleitungsanlagen beziehen;
- Berücksichtigung der Dekarbonisierung, kostengünstigen Versorgung und des effizienten Einsatzes gasförmiger Energieträger in der Planung von Erdgasleitungen;
- Einbindung von Gas aus erneuerbaren Energiequellen und dezentraler Erzeugung und Erleichterung des Anschlusses neuer Erzeugungs- und Gewinnungsanlagen an das Netz,
- Schaffung von Grundlagen für eine zunehmende Nutzung des Potentials an biogenen Gasen für die österreichische Gasversorgung;
- Stetige Anhebung des Anteils an erneuerbaren Gasen in den österreichischen Gasnetzen und Erhöhung der Nutzung von erneuerbarem Gas in der österreichischen Gasversorgung;
- Realisierung nationaler Potentiale zur Sektorkopplung durch die bestehende Infrastruktur.
- Förderung der Angemessenheit der Systeme und Energieeffizienz im Einklang mit den allgemeinen Zielen der Energiepolitik;
- Vorteile für Kunden aus dem effizienten Funktionieren des nationalen Marktes und Beitrag zur Gewährleistung des Verbraucherschutzes.

Diese Rahmenbedingungen, Gesetze sowie gesetzlichen Vorhaben lassen mittel- und langfristig massive Umbrüche für die Gaswirtschaft erwarten, weshalb es aus Sicht der Behörde wichtig ist, für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber ein

⁵ Ausschreibung des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie „Studie zur Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich 2040“. <https://gv.vergabeportal.at/Detail/108896#tab1>. Abgerufen am 24.06.2022.

flexibles Regulierungssystem für künftige Veränderungen umzusetzen. Damit soll sichergestellt werden, dass allgemeine Veränderungen und neue gesetzliche Vorgaben in weiterer Folge rasch berücksichtigt werden können.

Das vorliegende Papier befasst sich mit Neuerungen des Regulierungssystems, die insbesondere als Reaktion auf die Disruptionen, mit denen die Gas-Verteilernetzbetreiber seit dem Beginn des Krieges in der Ukraine im Frühjahr 2022 konfrontiert sind, implementiert wurden. Zudem werden ausgewählte Parameter erörtert, die bereits in den vergangenen Regulierungssystematiken Anwendung gefunden haben, allerdings im Zuge der neuen Regulierungsperiode aufgrund der derzeitigen Umbrüche adaptiert wurden.

2 Neue und adaptierte Regulierungsparameter

2.1 Finanzierungskostensatz (WACC)

Gemäß § 80 Abs. 1 GWG 2011 haben die Finanzierungskosten die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes zu berücksichtigen sind. In der Vergangenheit wurde der Finanzierungskostensatz auf Basis eines WACC-Ansatzes ermittelt – diese Vorgangsweise wird auch für die vierte Anreizregulierungsperiode beibehalten. Generell soll eine optimale WACC-Struktur sicherstellen, dass es für ein Unternehmen keinen Unterschied macht, ob es am Markt oder in die regulierte Infrastruktur investiert. Wird der WACC zu hoch festgesetzt, bestehen Anreize, übermäßig in die Netze zu investieren (Averch-Johnson-Effekt). Dies führt zu ungerechtfertigten Kostenbelastungen der Netzbenutzer im regulierten Bereich. Wird er umgekehrt zu niedrig angesetzt, besteht das Risiko, dass notwendige Investitionen im Bereich der regulierten Infrastruktur nicht durchgeführt werden. Sowohl eine zu niedrige als auch eine zu hohe Festlegung des Finanzierungskostensatzes kann also zu Fehlallokationen führen. Es besteht der wesentliche Grundsatz, den langfristigen Bestand der Netze und die damit verbundene hohe Qualität der Netzdienstleistungen sicherzustellen.

Bei der Festlegung des Finanzierungskostensatzes ist ein stabiler regulatorischer Ansatz vorteilhaft, da Unsicherheit über die regulatorischen Rahmenbedingungen zu zusätzlichen Risikoprämien führen könnten. Wenn ein neuer Finanzierungskostensatz für eine neue Regulierungsperiode festgelegt wird, ist eine konsistente Ermittlungsmethodik im Vergleich zu den vorherigen Ermittlungen und Festlegungen ein wichtiges Prinzip. Nur durch Konsistenz können sich etwaige Vor- und Nachteile, beispielsweise bei der Wahl eines bestimmten Horizonts für eine Durchschnittsbildung, im Zeitverlauf weitgehend ausgleichen.

Der WACC im Zuge der vergangenen dritten Regulierungsperiode wurde auf Basis einer Vergangenheitsorientierung ermittelt. So wurde beispielsweise der risikolose Zins bei der Eigenkapitalrendite auf Basis 10-jähriger AAA-Anleihen des Euro-Raums als Durchschnitt über einen 5-jährigen Zeitraum der vergangenen Jahre bestimmt. Um einen Bruch der Kontinuität der Regulierungsentwicklung zu vermeiden, müsste im Sinne einer vorhersehbaren Vorgangsweise der Regulierungsbehörde auch in der neuen vierten Regulierungsperiode die Vergangenheitsorientierung bei der Festsetzung des WACC beibehalten werden.

Diesem wichtigen Prinzip der konsistenten Ermittlungsmethodik des Finanzierungskostensatzes stehen allerdings die neuen Rahmenbedingungen entgegen, die

sich seit dem Krieg in der Ukraine abrupt geändert haben. So hat dieser Krieg beispielsweise seit Februar 2022 zu einer erhöhten Unsicherheit und einem erheblichen Anstieg der Gaspreise geführt. Im Zuge dessen wurde in den letzten Monaten eine enorme Dynamik und steigende Inflationsentwicklungen ausgelöst.

Auch wenn die Inflationsrate nicht in die WACC-Berechnung eingeht, wie in der unten dargestellten Formel⁶ deutlich wird, haben Inflationserwartungen einen Einfluss auf das Zinsniveau und in weiterer Folge auf die Kapitalkosten. Aus diesem Grund ist die Behörde der Ansicht, dass es wichtig ist, die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich der Inflation zu betrachten und nicht auszuklammern – insbesondere, weil gemäß § 80 Abs. 1 GWG 2011 die Verhältnisse des Kapitalmarktes zu berücksichtigen sind.

$$WACC \text{ vor Steuern} = \frac{WACC \text{ nach Steuern}}{1 - \text{Körperschaftsteuersatz}} = \frac{w_{EK} \times r_{EK} + w_{FK} \times r_{FK}(1 - s_k)}{1 - \text{Körperschaftsteuersatz}}$$

In der folgenden **Abbildung 1** werden die jüngsten Entwicklungen verschiedener Zinskurven ersichtlich bzw. wird der Renditeverlauf 15-jähriger Anleihen nach Emittenten (Österreich, Deutschland, AAA-Anleihen der Eurozone sowie Durchschnitt aus Österreich, Niederlande und Finnland) für den Zeitraum Jänner 2016 bis Mai 2022 veranschaulicht.⁷ In der Grafik wird ersichtlich, dass die rezentesten Renditen (per Mai 2022) deutlich über dem 5-jährigen Durchschnitt liegen.

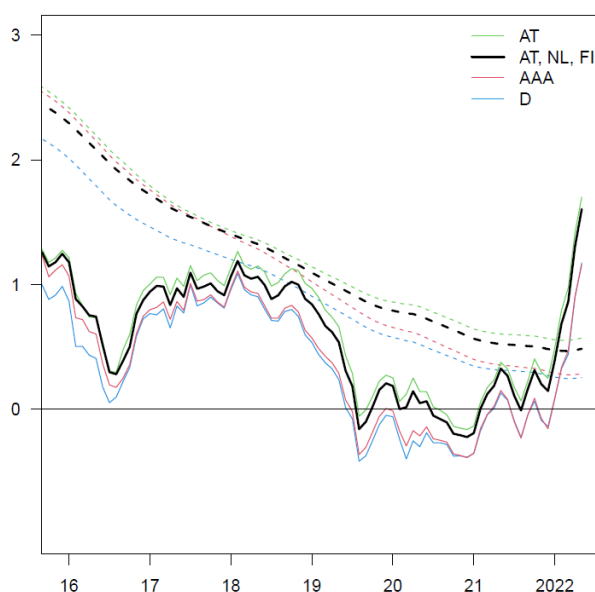


Abbildung 1: Renditeverlauf 15-jähriger Anleihen nach Emittenten für den Zeitraum Jänner 2016 bis Mai 2022. Quelle: Randl/Zechner (2022). Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Gasverteilernebetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027.

⁶ Quantifizierung des gewichteten WACC vor Steuern. w_{EK} ist das Gewicht des Eigenkapitals, w_{FK} das Gewicht des Fremdkapitals. Die Eigenkapitalkosten werden mit r_{EK} , die erwartete Rendite der Fremdkapitalgeber mit r_{FK} und der Körperschaftsteuersatz mit s_k bezeichnet.

⁷ Die durchgezogenen Linien sind die Monatswerte, die strichlierten Linien fünfjährige Durchschnitte.

Der von der Behörde festgelegte Fremdkapitalzinssatz soll jenen Kosten entsprechen, zu denen sich vergleichbare Unternehmen am Markt finanzieren können. Bei der Ermittlung des Fremdkapitals ist ein erster notwendiger Schritt die Analyse einer Peergruppe mit einer vergleichbaren Risikostruktur wie die der Gas-Verteilernetzbetreiber. Obwohl Ratings internationaler Agenturen zeigen, dass die Bonität österreichischer Energieversorgungsunternehmen mit Ratings im A-Bereich eingestuft werden, haben die Behördengutachter für die Quantifizierung der Fremdkapitalkosten vor dem Hintergrund der gegenwärtigen Energiekrise, die zu erhöhten Risiken für den gesamten Sektor führen kann, eine Peergruppe mit Unternehmen, die überwiegend Ratings im BBB-Bereich aufweisen. **Abbildung 2** zeigt den Renditeverlauf verschiedener Anleiheindizes. Analog zu **Abbildung 1** wird auch in dieser Grafik ersichtlich, dass die rezentesten Renditen deutlich angestiegen sind.



Abbildung 2: Renditeverlauf verschiedener Anleiheindizes. Quelle: Randl/Zechner (2022). Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Gasverteiler-netzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027.

Eine konsistente Ermittlungsmethodik des WACC auf der einen Seite und die Berücksichtigung der aktuellen Volatilität der Zinsen auf der anderen Seite hat die Behörde hinsichtlich der WACC-Festlegung vor eine Situation gestellt, die intensive Abwägungen bedingt hat. Die E-Control ist der Ansicht, dass Unterinvestitionen in die Energienetze, die zu Lasten der Qualität der österreichischen Infrastruktur führen können, nicht vernachlässigbare negative gesamtwirtschaftliche Folgen darstellen. Daher muss der aktuellen Dynamik und volatilen Situation auf den Kapitalmärkten Rechnung getragen werden.

Nach intensiven Diskussionen und Abwägungen hat die Behörde die Entscheidung getroffen, für die vierte Regulierungsperiode erstmalig und unpräjudiziell für die folgenden Perioden zwei Finanzierungskostensätze festzulegen: Ein WACC, der im jährlichen Kapitalkostenabgleich mit dem regulatorischen Anlagebestand (RAB) für das betriebsnotwendige Vermögen bis inklusive 2022 multipliziert wird ($WACC_{Altbestand}$) und ein WACC, der auf die Neuinvestitionen ab dem Jahr 2023 wirkt bzw. mit dem betriebsnotwendigen Vermögen (RAB) ab 2023 multipliziert wird ($WACC_{Neuinvest}$). Der $WACC_{Neuinvest}$ wird für alle Neuinvestitionen gelten – dies schließt sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen ein. Um die aktuellen

Entwicklungen auf dem Finanzmarkt stärker berücksichtigen zu können, erfolgt die Quantifizierung des $WACC_{Neuinvest}$ auf Basis von Renditen der jüngsten Vergangenheit. Durch diesen $WACC_{Neuinvest}$ sollen Investitionsanreize sichergestellt werden bzw. soll vermieden werden, dass notwendige Investitionen verschoben werden oder ganz ausbleiben.

Durch diesen getrennten Ansatz wird einerseits die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen für die sichere Gasversorgung (§ 4 Z 1 und § 79 Abs. 1 GWG 2011) ermöglicht, und andererseits werden die Kunden im regulierten Bereich vor ungerechtfertigten Finanzierungskostenbelastungen durch angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals für den alten Anlagebestand geschützt.

Hinsichtlich des $WACC_{Neuinvest}$ wird die Behörde eine jährliche Aktualisierung der angemessenen Zinsen für Neuinvestitionen durchführen, wobei in der WACC-Formel ausschließlich die Fremdkapitalzinsen und der risikolose Basiszins bei der Eigenkapitalzinsermittlung aktualisiert werden würden. Marktrisikoprämie und Beta-Faktor sollen also während der Periode unverändert bleiben, da sowohl generelle Marktrisikoaufschläge als auch das generelle Risiko aus dem Gasnetzbetrieb als stabil angesehen werden. Eine jährliche und einheitliche Aktualisierung des $WACC_{Neuinvest}$ stellt dessen Angemessenheit im Sinne des § 80 Abs. 1 GWG 2011 sicher. Mit der jährlichen Aktualisierung wird auch den Interessen der Netzbenutzer Rechnung getragen, da auch ein potenzielles Absenken der Zinslandschaft zeitnah in dem WACC für Neuinvestitionen berücksichtigt wird.

Abgesehen davon, dass der $WACC_{Neuinvest}$ auf aktuellen durchschnittlichen Renditen basiert, werden für die Festlegung der Zinssätze grundsätzlich die gleichen Parameter sowie die gleiche Ermittlungsmethodik dieser Parameter wie bei den vergangenen WACC-Entscheidungen herangezogen. Dies ist insbesondere mit der Vermeidung eines Kontinuitätsbruchs der Regulierungsentwicklung bzw. einer vorhersehbaren Vorgangsweise der Regulierungsbehörde zu begründen. Eine Abkehr von der etablierten Vergangenheitsorientierung bei der Festlegung der WACC-Teilkomponenten durch eine etwaige Einbeziehung von Erwartungswerten würde einer langfristigen ausgewogenen Bestimmung angemessener Finanzierungskosten gemäß § 80 GWG 2011 zuwiderlaufen.

Die Zusammensetzung der Finanzierungskostensätze für die vierte Regulierungsperiode sowie ein Vergleich zur dritten Periode werden in der folgenden **Abbildung 3** auf Basis der oben beschriebenen Ansätze und Betrachtungszeitpunkte illustriert.

	Vorherige Periode	$WACC_{Altbestand}$	$WACC_{Neuinvest_{2023}}$	$WACC_{Neuinvest_{2024-2027}}$
risikoloser EK-Zins	1,87%	0,66%	1,63%	Wird laufend aktualisiert
FK-Zins	2,70%	1,64%	2,71%	Wird laufend aktualisiert
Ausgabekosten FK	0,00%	0,20%	0,20%	0,20%
Marktrisikoprämie	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Beta unverschuldet	0,400	0,400	0,400	0,400
Beta verschuldet	0,850	0,850	0,850	0,850
FK-Anteil	60,00%	60,00%	60,00%	60,00%
EK-Anteil	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Steuersatz	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%
EK-Zins vor Steuern	8,16%	6,55%	7,84%	Wird laufend aktualisiert
EK-Zins nach Steuern	6,12%	4,91%	5,88%	Wird laufend aktualisiert
FK-Zins vor Steuern	2,70%	1,84%	2,91%	Wird laufend aktualisiert
WACC vor Steuern	4,88%	3,72%	4,88%	Wird laufend aktualisiert
WACC nach Steuern	3,66%	2,79%	3,66%	Wird laufend aktualisiert

Abbildung 3: Festlegung des Finanzierungskostensatzes gemäß § 80 GWG 2011.

2.2 Netzbetreiberpreisindex (NPI)

Die Basis für die vierte Anreizregulierungsperiode bilden die von der Regulierungsbehörde geprüften Gesamtkosten, d.h. Betriebskosten (OPEX)⁸ und Kapitalkosten (CAPEX)⁹, des Geschäftsjahres 2020 (K_{2020}), wobei die Angemessenheitsprüfung nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung gemäß § 79 GWG 2011 erfolgt.

Im Rahmen der Kostenprüfung erfolgt eine differenzierte Feststellung der Betriebskosten nach den Kategorien „nicht beeinflussbar“ und „beeinflussbar“ gemäß § 79 Abs. 6 GWG 2011, die zusammen die Betriebskosten 2020 ($OPEX_{2020}$) ergeben. Die Trennung ist deswegen erforderlich, weil die beeinflussbaren Kosten den Zielvorgaben gemäß § 79 Abs. 2 GWG 2011 in der Form eines Kostenpfades (beinhaltet die generellen und individuellen Zielvorgaben) sowie dem Netzbetreiberpreisindex unterliegen.¹⁰ Auf Betriebskostenseite wird für die Dauer der Regulierungsperiode also ein Budget zur Verfügung gestellt, wobei die Betriebskosten des relevanten Kostenprüfungsjahres 2020 während der Regulierungsperiode mittels Zielvorgaben sowie dem Netzbetreiberpreisindex indexiert werden.

Zur Ermittlung der Ausgangskostenbasis der Betriebskosten werden die beeinflussbaren Betriebskosten des Geschäftsjahres 2020 mit dem Netzbetreiberpreisindex und der generellen

⁸ OPEX fallen für den laufenden Betrieb des Netzes an. Im Speziellen fallen darunter die Kosten für Material, Personal und sonstige laufende Tätigkeiten.

⁹ CAPEX sind die Kosten für langfristige Investitionen in das Netz. Sie umfassen neben den Abschreibungen auch die Finanzierungskosten zur Abdeckung angemessener Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital gemäß § 80 GWG 2011.

¹⁰ Die „nicht beeinflussbaren“ Kosten (nbK) unterliegen hingegen keinen Zielvorgaben; sie werden dementsprechend auf Basis letztverfügbarer Werte geprüft und ohne Auf- oder Abschläge durchgereicht (pass-through), d.h. additiv im Rahmen der Regulierungsformel berücksichtigt.

Produktivitätsvorgabe hochgerechnet, um zwei gegenläufige Effekte abzubilden. Die Ermittlung wird anhand folgender Formel illustriert:

$$OPEX_{2022}^{Pfad} = (OPEX_{2020} - nbK_{2020}) \times \prod_{t=2021}^{2022} [(1 + \Delta NPI_t) \times (1 - Xgen_{4,Periode})]$$

Der NPI stellt in dieser Berechnung sicher, dass exogenen Preissteigerungen im dargestellten Zeitraum adäquat berücksichtigt werden. Hintergrund des NPI ist, dass zur Einhaltung des Grundsatzes der Kostenorientierung eine Anpassung der Kosten durch einen Inflationsfaktor während der Regulierungsperiode notwendig ist. Dadurch werden exogene – d.h. vom Unternehmen nicht beeinflussbare – Kostenerhöhungen abgebildet. Aufgrund der unterschiedlichen Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten während der Regulierungsperiode wird lediglich das Budget der Betriebskosten mit dem Netzbetreiberpreisindex inflationiert.

Der gesetzliche Hintergrund ist der § 79 Abs. 5 GWG 2011. Gemäß diesem Paragraphen ist zur Abdeckung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate ein Netzbetreiberpreisindex zu berücksichtigen, welcher sich aus veröffentlichten Teilindices zusammensetzt, die die durchschnittliche Kostenstruktur der Gas-Verteilernetzbetreiber repräsentieren.

Die Kostenerhöhungen der Gas-Verteilernetzbetreiber werden wie bisher durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , abgebildet, wobei sich dieser unverändert zur dritten Regulierungsperiode wie folgt zusammensetzt:

- Tariflohnindex (Generalindex), TLI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im Personalbereich (Gewichtung: 50 %).
- Verbraucherpreisindex, VPI, publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im sonstigen betrieblichen Bereich (Gewichtung: 50 %).

Die Ermittlung der beiden Einzelindices sowie die gewichtete Zusammenführung dieser Einzelindices zur Ermittlung des NPI kann demnach formal folgendermaßen dargestellt werden:

$$\Delta VPI_t = \frac{VPI_{01,t-2} + \dots + VPI_{12,t-2}}{VPI_{01,t-3} + \dots + VPI_{12,t-3}} - 1$$

$$\Delta TLI_t = \frac{TLI_{01,t-2} + \dots + TLI_{12,t-2}}{TLI_{01,t-3} + \dots + TLI_{12,t-3}} - 1$$

$$\Delta NPI_t = 0,50 \times \Delta TLI_t + 0,50 \times \Delta VPI_t$$

Bei der Ermittlung der jährlichen Änderungsrate ΔNPI_t werden also generell letztverfügbare Werte herangezogen und keine Prognosen zugrunde gelegt. Dieses Zurückgreifen auf letztverfügbare Werte veröffentlichter Teilindices führt zu einem t-2 Verzug beim NPI. Im Folgenden ein Beispiel: Bei der Ermittlung der Tarife für das Jahr 2023 wird im Jahr 2022 auf die letztverfügbaren Daten der Indices aus dem Jahr 2022 abgestellt.

Da der NPI in der Vergangenheit um einen Wert von circa 2% schwankte, führte die NPI-Systematik bisher zu keinen wesentlichen Unter- oder Überdeckungen bei der Abdeckung der

Teuerungsrate durch den NPI. Mit dem Krieg in der Ukraine hat sich allerdings im Hinblick auf die Inflation eine maßgeblich neue Situation ergeben. Beispielsweise hat der VPI, der mit einem Gewicht von 50% die Hälfte des NPI ausmacht, im Oktober 2022 mit 11 % im Vergleich zum Vorjahresmonat ein außerordentlich hohes Niveau erreicht.¹¹ Aufgrund dieser derzeitigen außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen in den Jahren nach dem Kostenprüfungsjahr 2020 in Kombination mit dem t-2-Verzug bei der Abgeltung des NPI in der Netzkostenberechnung war es notwendig, in der Regulierungssystematik erstmalig eine Aufrollung des NPI „t-2“ Zeitverzuges zu implementieren.

Die Gefahr einer potenziellen Kostenunterdeckung auf Netzbetreiberseite, die hätte entstehen können, wenn man die Aufrollung nicht eingeführt hätte, soll anhand der Berechnungsformel der OPEX-Ausgangskostenbasis illustriert werden, die im Folgenden nochmals angeführt wird.

$$OPEX_{2022}^{Pfad} = (OPEX_{2020} - nbK_{2020}) \times \prod_{t=2021}^{2022} [(1 + \Delta NPI_t) \times (1 - Xgen_{4,Periode})]$$

In dieser Formel wird deutlich, dass die geprüften beeinflussbaren OPEX aus dem Jahr 2020 mit dem ΔNPI_{2021} und ΔNPI_{2022} hochgerechnet werden. ΔNPI_{2021} spiegelt allerdings die Inflation aus dem Jahr 2019 wider und ΔNPI_{2022} die Inflation aus dem Jahr 2020. In Zeiten, in denen die Inflation um circa 2% schwankte, schien der t-2-Delta-NPI eine valide Proxygröße für die Hochrechnung der Ausgangskostenbasis zu sein. Wie bereits oben ausgeführt, ist es als Folge des Krieges in der Ukraine zu außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen gekommen. In diesem konkreten Fall fließt gerade das Jahr 2022, das durch eine sehr hohe Inflation geprägt ist, nicht in die Hochrechnung der OPEX-Ausgangskostenbasis ein. Dieser Umstand hat einen verzerrenden Effekt auf die Kostenbasen der Netzbetreiber und begründet die Implementierung der erstmaligen Aufrollung des NPI „t-2“ Zeitverzuges.

Die neu eingeführte Aufrollung des t-2-Zeitverzugs beim NPI wird ab dem Verfahrensjahr 2024 über das Regulierungskonto berücksichtigt und sich daher erstmalig in der Bestimmung der Tarife mit 1. Jänner 2025 niederschlagen. Im Zuge der ersten Aufrollung werden zunächst die beeinflussbaren Betriebskosten des Geschäftsjahres 2020 mit dem ΔNPI_{2021} und ΔNPI_{2022} hochgerechnet und anschließend mit dem ΔNPI_{2023} indexiert. Analog werden die beeinflussbaren Betriebskosten des Geschäftsjahres 2020 mit dem $NPI_{IST_{2021}}$ (NPI des Jahres 2021) und $\Delta NPI_{IST_{2022}}$ (NPI des Jahres 2022) hochgerechnet und mit dem $\Delta NPI_{IST_{2023}}$ (NPI des Jahres 2023) indexiert. Die Differenz aus diesen Beträgen wird schließlich im Kostenverfahren 2024 für die Ermittlung der Tarife des Jahres 2025 mit umgedrehten Vorzeichen aufgerollt.¹²

¹¹ Vgl. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/288914/umfrage/inflationsrate-in-oesterreich-nach-monaten/>. Abgerufen am 08.02.2023.

¹² In der dargestellten Formel für die *Aufrollung* $_{NPI_{2025}}$ wird vereinfachend auf die Effekte von Xgen bzw. der Zielvorgabe verzichtet. Diese müssen in einer korrekten Aufrollung auch mitberücksichtigt werden.

*Aufrollung*_{NPI₂₀₂₅}

$$= (OPEX_{2020} - nbk_{2020}) \times (1 + \Delta NPI_{2021}) \times (1 + \Delta NPI_{2022}) \times (1 + \Delta NPI_{2023}) \\ - (OPEX_{2020} - nbk_{2020}) \times (1 + \Delta NPI_{IST_{2021}}) \times (1 + \Delta NPI_{IST_{2022}}) \times (1 + \Delta NPI_{IST_{2023}})$$

Die Aufrollungssystematik wird dann kontinuierlich bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode fortgesetzt. Durch die Einführung der Aufrollung verhindert die Behörde eine Kostenunterdeckung auf Netzbetreiberseite und stellt gleichzeitig Transparenz und Vorhersehbarkeit hinsichtlich der Kostenanerkennung im Zuge der vierten Regulierungsperiode sicher.

2.3 Potenziell veränderliche Parameter

Während derzeit noch das GWG 2011 (Gaswirtschaftsgesetz) den aktuellen gesetzlichen Rahmen für die Regulierungssystematik darstellt, kann davon ausgegangen werden, dass es während der vierten Regulierungsperiode zu gesetzlichen Änderungen kommt, die einen Einfluss auf die Rahmenbedingungen der Gas-Verteilernetzbetreiber haben können.

Das Ausmaß einer solchen Änderung ist an dieser Stelle noch nicht vorherzusagen. Allerdings sind die Parameter, auf die sich neue Gesetze auswirken können, bereits zu antizipieren. So wird der Fokus zukünftiger Veränderungen voraussichtlich insbesondere auf zukunftsorientierte Parameter liegen, die im Zusammenhang mit der Versorgungssituation der Netzbetreiber stehen.

Die Behörde ist bestrebt, im Fall gesetzlicher Änderungen nicht die gesamte Regulierungssystematik neu zu gestalten, sondern im Rahmen dieser Systematik punktuell und flexibel zu reagieren. Daher wird erstmalig das System der unveränderlichen und potenziell veränderlichen Parameter eingeführt. In welcher Art und in welchem Umfang bzw. ob diese Systematik überhaupt Anwendung finden wird, kann zu diesem Zeitpunkt noch nicht gesagt werden. Der Zweck dieses neu eingeführten Systems ist es jedenfalls, dass Ungewissheiten entgegengetreten werden soll, die sich aus den aktuellen unsicheren und potenziell variablen Rahmenbedingungen ergeben. Gleichzeitig soll Planungssicherheit geschaffen werden.

Hinsichtlich der Parameter, die im Zuge der vierten Regulierungssystematik im begründeten Bedarfsfall Veränderungen unterzogen werden können, wird im Folgenden nur auf die Erweiterungsfaktoren Bezug genommen.¹³ Unter einem begründeten Bedarfsfall sind gesetzliche Änderungen und sich ändernde Rahmenbedingungen für die Gas-Verteilernetzbetreiber zu verstehen. Da die Behörde nicht in die Zukunft blicken kann, kann an dieser Stelle jedoch keine harte Definition eines begründeten Bedarfsfalls getroffen werden. Daher gilt es, während der Periode neue Gegebenheiten zu evaluieren und darauf basierend das Für und Wider einer Parameteränderung abzuwägen.

¹³ Für mehr Informationen in Bezug auf die veränderlichen Parameter wird auf die Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber verwiesen.

2.3.1 Erweiterungsfaktoren

Der Behörde ist es wichtig, zu unterstreichen, dass hier unter Erweiterungsfaktoren nicht die Erweiterung des Gasnetzes zu verstehen ist, sondern die sich im Zuge der Regulierungsperiode verändernde Versorgungsaufgabe der Gas-Verteilernetzbetreiber.

Der Grund für den Regulierungsparameter *Erweiterungsfaktoren* liegt in Systematik der Anreizregulierung: Da im Rahmen der Anreizregulierung eine Entkoppelung zwischen den tatsächlichen Kosten und den laut Regulierungspfad anerkannten Kosten erfolgt, können Abweichungen zwischen diesen beiden Kostenansätzen auftreten. Eine Neubestimmung des Kostenniveaus erfolgt prinzipiell erst zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode.

Nachdem Verteilernetzbetreiber hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgabe ausschlaggebend von den Bedürfnissen der Netzbenutzer abhängig sind, können sich die damit verbundenen Kosten während der Regulierungsperiode wesentlich ändern. Solche wesentlichen Änderungen sollten daher – sofern möglich – im Rahmen von Erweiterungsfaktoren Berücksichtigung finden. Damit können Unterdeckungen auf Unternehmensseite vermieden und dem Grundsatz der Kostenwahrheit (§ 79 Abs. 1 GWG 2011) entsprochen werden, wonach die mit dem Netzbetrieb ursächlich verbundenen Kosten abgegolten werden. Die Erweiterungsfaktoren haben jedoch nicht den Anspruch, alle Kostensteigerungen während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen. Das System der Anreizregulierung besteht gerade darin, die zugestandenen Kosten vorübergehend von den aktuellen Entwicklungen zu entkoppeln.

Eine besondere Herausforderung für die vierte Regulierungsperiode stellt die aktuelle Unsicherheit hinsichtlich der mittel- und längerfristigen Nutzung des Gasnetzes dar. Daher werden die Erweiterungsfaktoren nicht für die gesamte Periode als fix betrachtet, sondern während der Periode laufend evaluiert, um gegebenenfalls auf veränderte Rahmenbedingungen reagieren zu können.

Die Möglichkeit, an diesem Regulierungsparameter im Laufe einer Regulierungsperiode Änderungen vornehmen zu können, besteht erstmalig. Insbesondere, wenn neue Gesetze einen unmittelbaren Einfluss auf die Versorgungsaufgabe der Unternehmen haben, können solche Änderungen über die neu eingeführte Systematik der potenziell veränderlichen Parameter flexibel vorgenommen werden. Auch könnten neue bzw. derzeit unvorhersehbare Aufgaben, die eventuell im Laufe der vierten Regulierungsperiode auf die Gas-Verteilernetzbetreiber zukommen sollten, über die Erweiterungsfaktoren abgebildet werden.

2.4 Forschungs- und Innovationsbudget

In der vierten Regulierungsperiode wird den Gas-Verteilernetzbetreibern ein pauschales Innovationsbudget in Höhe von 0,5 % der jährlich festgestellten beeinflussbaren Betriebskosten (Summe OPEX 2020 exklusive der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 79 Abs. 6 GWG 2011) gewährt. Die Behörde möchte damit die Innovationskraft der österreichischen Unternehmen stärken. Mit Hilfe dieses Budgets werden den Unternehmen notwendige finanzielle Ressourcen für die Transformation des Gasnetzes im Hinblick auf die Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit gemäß §79 Abs. 1 GWG 2011 zur Verfügung gestellt. Das Ziel ist, die österreichischen Gasnetze im Sinne der europäischen und nationalen Dekarbonisierungsziele hin zu erneuerbaren Gasen modifizieren zu können.

Die Zielsetzung für dieses Budget sind Innovationen innerhalb der folgenden Themenbereiche: Versorgungssicherheit, Wasserstofftauglichkeit sowie alternative Nutzungsmöglichkeiten der

Netze, Digitalisierung, Verringerung der Methanemissionen, Redimensionierung von Netzen (bzw. Wirtschaftlichkeitstests) und Förderung der Energieeffizienz. Bei diesen Themenbereichen muss vorab eine grundsätzliche Differenzierung vorgenommen werden: Die notwendigen Kosten zur gewöhnlichen Erfüllung der gesetzlich definierten Aufgaben der Gas-Verteilernetzbetreiber (§ 58 Abs. 1 GWG 2011), werden bereits von den sonstigen zuerkannten Kosten abgedeckt und können daher nicht im Rahmen des Innovationsbudgets geltend gemacht werden. Unter einer Innovation versteht die gegenständliche Systematik, angelehnt an § 2 Z 20 Bundesvergabegesetz 2018, eine Einführung bzw. Realisierung neuer oder deutlich verbesserter Prozesse und Methoden in Bezug auf die Geschäftspraxis bzw. den Betrieb der Gasnetze. Bei den Forschungstätigkeiten, die durch das Innovationsbudget ermöglicht werden sollen, muss stets das Ziel der Zukunftsfähigkeit der österreichischen Gasnetze im Sinne eines Dekarbonisierungs- und Transformationspfades im Vordergrund stehen.¹⁴ Ein entsprechender Nutzen muss realistisch erwartbar sein.

Um eine effiziente Abwicklung zu gewährleisten, sollen die aus dem Innovationsbudget vereinnahmten Mittel bei der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) als zentrale Stelle gebündelt werden. Hier muss auch sichergestellt werden, dass es nicht zu mehrfachen Finanzierungen bei den Unternehmen sowie externen Forschungseinrichtungen kommt.

Von den Netzbetreibern nicht verwendete Mittel aus dem Innovationsbudget werden nach Ende der Regulierungsperiode kostenmindernd anteilig bei jedem Netzbetreiber berücksichtigt. Sie fließen somit wieder an die zahlenden Netzbenutzer zurück. Durch diese Refundierung wird dem Grundsatz der Kostenwahrheit (§ 79 Abs. 1 GWG 2011) Rechnung getragen und sichergestellt, dass das Budget nur für die definierten Zwecke angewendet wird. Von einer jährlichen Rückerstattung nicht genutzter Mittel wird abgesehen, da Projekte zur Schaffung von Innovationen oftmals über mehrere Jahre laufen. Daher wird für die Netzbetreiber das Ansparen bzw. die Nutzung der Mittel während der gesamten Regulierungsperiode möglich sein.¹⁵ Auch ist sicherzustellen, dass etwaige Kapitalkosten, die über den Kapitalkostenabgleich abgegolten sind, keine doppelte Berücksichtigung finden.

Über die Verwendung der Mittel hat jeder Netzbetreiber jährlich einen Bericht zu erstellen. Die gemeinsame Erstellung von Berichten ist dabei zulässig. Darüber hinaus haben die Unternehmen hinsichtlich ihrer Innovationstätigkeit der Behörde unbeschadet weitergehender Auskunfts- und Einsichtsrechte, jedenfalls den Auswahl- und Entscheidungsprozess von durchzuführenden Projekten sowie alle wirtschaftlichen und technischen Parameter der Projekte auf Verlangen darzulegen.

Falls im Zuge einer Prüfung durch die E-Control der Nutzen oder das Vorliegen einer Innovation gemäß der oben ausgeführten Definition nicht belegt oder das Projekt keinem der oben aufgezählten Themenbereiche zugeordnet werden kann, kann in Konsequenz keine Berücksichtigung des Projektes im Rahmen des Forschungs- und Innovationsbudget erfolgen. Diese nicht ordnungsgemäß verwendeten Mittel aus dem Budget fließen in weiterer Folge

¹⁴ Vgl. idS auch die Gesetzesmaterialien zum Vergaberechtsreformgesetz (ErlRV 69 dB XXVI. GP, S. 11).

¹⁵ Hier sei explizit erwähnt, dass beim Ansparen der durch das Innovationsbudget zur Verfügung gestellten Mittel diese nicht mit einem Inflationsindex angepasst werden.

wieder an die Netzbenutzer zurück. Zudem müssen die Netzbetreiber in ihren Berichten klar darlegen, dass das Innovationsprojekt den Transformationsprozess hin zu erneuerbaren Gasen unterstützt und über die gemäß § 58 Abs. 1 GWG 2011 definierten, gewöhnlichen Aufgaben der Netzbetreiber hinaus geht.

Abschließend soll bei diesem neu eingeführten Parameter betont werden, dass einzelne Netzbetreiber die aus dem Innovationsbudget finanzierten Innovationen der gesamten Branche im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums zur Verfügung stellen müssen. Die Ergebnisse dürfen nicht einzig bei dem Unternehmen verbleiben, das die Innovation geschaffen hat. Dadurch möchte die Behörde ein ausgeglichenes System gewährleisten bzw. sicherstellen, dass kleinere Unternehmen mit einem kleineren Innovationsbudget keinen systematischen Nachteil erleiden.

3 Conclusio

Mit ihrem Beginn im Jahr 2023 ist die österreichische Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber eine der ersten, die die Auswirkungen des Ukrainekrieges für das Gasnetz sowie die indirekten Folgen des Krieges, wie beispielsweise die gesamtwirtschaftlichen Inflationssteigerungen berücksichtigt. Sie kann die Grundlage für weiterführende Diskussionen zur Implementierung neuer Herausforderungen für Verteilernetzbetreiber durch die aktuelle Energiekrise, aber auch durch die Energiesystemwende bilden. Trotz ihrer Flexibilität liefert die Regulierungssystematik einen stabilen und vorhersehbaren Rahmen für die Netzbetreiber, durch den Planungssicherheit geschaffen und eine Anreizwirkung aufrechterhalten werden kann.

Abschließend soll festgehalten werden, dass die Messung der Wirkung dieser erörterten Parameter bzw. eine Quantifizierung der Effekte grundsätzlich erst nach Ablauf der Regulierungsperiode vorgenommen werden kann, da während einer laufenden Regulierungsperiode eine Analyse nur sehr eingeschränkt möglich ist. Hinzuweisen ist überdies darauf, dass eine quantitative Messung nur in Grenzen möglich ist und leicht durch exogene Effekte überlagert wird. In verschiedenen Teilbereichen können die Wirkungen jedoch im Nachhinein analysiert und beurteilt werden, wie beispielsweise die Effekte in Bezug auf das Investitionsverhalten.

Literatur

E-Control (2022), Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027, https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/02_Finale+Regulierungssystematik+4_RP.pdf/40fcc26d-253d-0533-2d74-3774dce4e341?t=1668673860094.

GWG 2011, Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), Fassung vom 09.02.2023, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007523>.

Randl, O., Zechner, J., (2022), Gutachten zur Ermittlung von angemessenen Finanzierungskosten für Gasverteilernetzbetreiber für die Regulierungsperiode 2023 bis 2027“, Studie im Auftrag der E-Control, https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/02_3_Gutachten+WACC+%281%29.pdf/d63ecd59-4f58-a87c-8bc0-50d5b038f4af?t=1668673987435.

Statista, Inflationsrate in Österreich von Januar 2022 bis Januar 2023, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/288914/umfrage/inflationsrate-in-oesterreich-nach-monaten/>. Abgerufen am 08.02.2023.