

# Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Gasverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der vierten Regulierungsperiode

Autoren:

Dajan Baischew (WIK)  
Dr. Astrid Cullmann (DIW)  
Julia Rechlitz (DIW)  
Dr. Marcus Stronzik (WIK)  
Matthias Wissner (WIK)

WIK-Consult GmbH  
Rhöndorfer Str. 68  
53604 Bad Honnef

Bad Honnef, 1. Juli 2022

## Impressum

WIK-Consult GmbH  
Rhöndorfer Str. 68  
53604 Bad Honnef  
Deutschland  
Tel.: +49 2224 9225-0  
Fax: +49 2224 9225-63  
E-Mail: [info@wik-consult.com](mailto:info@wik-consult.com)  
[www.wik-consult.com](http://www.wik-consult.com)

### Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführerin	Dr. Cara Schwarz-Schilling
Direktor	Alex Kalevi Dieke
Direktor Abteilungsleiter Netze und Kosten	Dr. Thomas Plückebaum
Direktor Abteilungsleiter Regulierung und Wettbewerb	Dr. Bernd Sörries
Leiter der Verwaltung	Karl-Hubert Strüver
Vorsitzende des Aufsichtsrates	Dr. Daniela Brönstrup
Handelsregister	Amtsgericht Siegburg, HRB 7043
Steuer-Nr.	222/5751/0926
Umsatzsteueridentifikations-Nr.	DE 329 763 261

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungen</b>	<b>III</b>
<b>Tabellen</b>	<b>III</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Rahmenbedingungen</b>	<b>2</b>
2.1 Regulatorische Rahmenbedingungen	2
2.1.1 Der generelle X-Faktor im Rahmen der Anreizregulierung	2
2.1.1.1 Genereller vs. individueller X-Faktor	3
2.1.1.2 Inflationierung der Kostenbasis	6
2.1.2 Gasverteilernetzbetreiber in Österreich	6
2.2 Energiewende	9
2.2.1 Mögliche Entwicklungspfade	9
2.2.2 Wissenschaftliche Diskussion	13
2.2.3 Internationale Regulierungspraxis	15
2.2.3.1 Deutschland	15
2.2.3.2 Großbritannien	17
2.2.3.3 Niederlande	19
2.2.3.4 Zusammenfassung der internationalen Regulierungspraxis	21
2.3 Zwischenfazit	21
<b>3 Bestimmung des generellen X-Faktors auf Basis unternehmensspezifischer Daten</b>	<b>22</b>
3.1 Kurzbeschreibung der Methoden	22
3.1.1 Malmquist-DEA	22
3.1.2 Malmquist-SFA	23
3.1.3 OLS mit Zeittrend	24
3.2 Methodenvergleich	25
<b>4 Quantitative Analysen</b>	<b>28</b>
4.1 Kostentreiberanalyse	28
4.2 Ökonometrischer Ansatz	32
4.2.1 Schätzungen ohne Inputpreise	33
4.2.1.1 Methodischer Ansatz	33

4.2.1.2 Ergebnisse	34
4.2.2 Schätzungen mit Inputpreisen	37
4.2.2.1 Methodischer Ansatz	38
4.2.2.2 Datenplausibilität	39
4.2.2.3 Ergebnisse	41
4.3 Malmquist-DEA	44
4.3.1 Methodischer Ansatz	44
4.3.2 Ergebnisse	46
4.4 Ableitung einer Spannbreite für den generellen X-Faktor	47
<b>5 Fazit</b>	<b>50</b>
<b>Literatur</b>	<b>51</b>
<b>Annex</b>	<b>55</b>

## Abbildungen

Abbildung 2-1:	Individueller und genereller X-Faktor	3
Abbildung 2-2:	Mögliche Nachfrageentwicklungen in Österreich bis 2040	11
Abbildung 2-3:	Zeitplan für den Umbau des britischen Gasversorgungssystems	19
Abbildung 4-1:	Firmenspezifische Arbeitspreise	40
Abbildung 4-2:	Gegenüberstellung VZÄ und Personalaufwand	41
Abbildung 4-3:	Inputorientierte Malmquist-DEA	45
Abbildung A-1:	Vergleich eines parametrischen und nichtparametrischen Zeittrends	56
Abbildung A-2:	Zeitlicher Verlauf des Frontier Shifts bei der Malmquist-DEA	58

## Tabellen

Tabelle 2-1:	Genereller vs. individueller X-Faktor	5
Tabelle 3-1:	Methodenvergleich	26
Tabelle 4-1:	Variablenliste für die Vorüberlegungen	29
Tabelle 4-2:	Variablenliste für die Kostentreiberanalyse	30
Tabelle 4-3:	Schätzergebnisse Grundspezifikation	35
Tabelle 4-4:	Schätzergebnisse OPEX/CAPEX-Substitution	37
Tabelle 4-5:	Schätzergebnisse Grundspezifikation mit Arbeitspreisen	42
Tabelle 4-6:	Schätzergebnisse Grundspezifikation mit gedeckelten Arbeitspreisen	43
Tabelle 4-7:	Ergebnisse Malmquist-DEA [OPEX deflationiert]	46
Tabelle A-1:	Deskriptive Statistik der potentiellen Hauptkostentreiber	55



## 1 Einleitung

Seit 2008 unterliegen die Gasverteilernetzbetreiber in Österreich einer Anreizregulierung, bei der über eine oder mehrere Regulierungsperioden eine Entkopplung der Erlöse von den Kosten erfolgt. Gemäß § 79 Abs. 2 GWG 2011 (Gaswirtschaftsgesetz) wird den Netzbetreibern neben der Vorgabe individueller Effizienzwerte (individueller X-Faktor,  $X_{ind}$ ) auch ein genereller Faktorproduktivitätsfortschritt (genereller X-Faktor,  $X_{gen}$ ) vorgegeben, der für jede Regulierungsperiode neu bestimmt wird. Während  $X_{ind}$  auf den Abbau individueller Ineffizienzen der Netzbetreiber abzielt (Catch-up), gibt  $X_{gen}$  die Produktivitätssteigerungen der Netzbetreiber infolge technologischen Fortschritts an, die jährlich an die Endkunden weitergereicht werden (Frontier Shift). Für die ab 2023 beginnende vierte Regulierungsperiode ist der generelle Faktorproduktivitätsfortschritt durch die E-Control neu festzusetzen.

Vor diesem Hintergrund hat E-Control die WIK-Consult in Kooperation mit dem DIW beauftragt, eine mögliche Bandbreite für die zukünftige Höhe des generellen X-Faktors zu ermitteln. In einem ersten Schritt sollten konzeptionelle Überlegungen angestellt werden, wie der Faktor unter Berücksichtigung der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen und anderer politischer Entscheidungen (u. a. Energiewende) berechnet werden sollte. Auf dieser Basis sollten in einem zweiten Schritt entsprechende quantitative Analysen erfolgen. Grundlage für die quantitativen Analysen war ein von E-Control zur Verfügung gestellter Datensatz, der Informationen für 19 Netzbetreiber zu operativen Kosten und diversen potenziellen Kostentreibern für den Zeitraum 2002 bis 2020 enthält.

Das Gutachten gliedert sich folgendermaßen: Im sich anschließenden Kapitel 2 werden die wesentlichen Rahmenbedingungen (Anreizregulierung, Energiewende) für die Gasverteilernetzbetreiber in Österreich dahingehend analysiert, welche Konsequenzen sich daraus für die Ermittlung des generellen X-Faktors ergeben. In Kapitel 3 werden unterschiedliche methodische Ansätze für eine Evaluierung unternehmensspezifischer Daten diskutiert und vergleichend gegenübergestellt. Für die beiden im vorliegenden Kontext als am geeignetsten erscheinenden Ansätze (OLS mit Zeittrend als ökonometrischer Ansatz und die Malmquist-DEA als deterministischer, nichtparametrischer Ansatz) werden in Kapitel 4 die entsprechenden Ergebnisse der quantitativen Analysen vorgestellt. Dabei erfolgen umfangreiche Sensitivitätsbetrachtungen. Kapitel 5 schließt mit einem Fazit hinsichtlich einer möglichen Bandbreite für die zukünftige Höhe des generellen X-Faktors.

## 2 Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Rahmenbedingungen für die Gasverteilernetzbetreiber in Österreich dargelegt. Es wird diskutiert, welche Konsequenzen sich aus diesen Rahmenbedingungen für die Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für die vierte Regulierungsperiode ergeben. In Abschnitt 2.1 werden die regulatorischen Rahmenbedingungen in ihrer Relevanz für die Bestimmung des  $X_{gen}$  ausgeführt. In Abschnitt 2.2 werden die Implikationen diskutiert, die sich aus möglichen Umstrukturierungen des Energiesystems aufgrund der Energiewende ergeben. Abschließend wird ein kurzes Zwischenfazit gezogen.

### 2.1 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts (genereller X-Faktor,  $X_{gen}$ ) hängt wesentlich von den spezifischen regulatorischen Rahmenbedingungen ab, in die der Faktor eingebettet ist. In diesem Kapitel werden daher die für den österreichischen Regulierungskontext relevanten Charakteristika diskutiert. In Abschnitt 2.1.1 werden kurz die theoretischen Grundlagen skizziert.<sup>1</sup> Anschließend werden die sich aus diesen Punkten für den spezifischen Regulierungskontext für die Gasverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Bestimmung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts ergebenden Implikationen abgeleitet.

#### 2.1.1 Der generelle X-Faktor im Rahmen der Anreizregulierung

Anreizregulierungsregime, wie das für die österreichischen Gasverteilernetzbetreiber, zielen darauf ab, wettbewerbliches Verhalten zu simulieren. Dies beinhaltet zum einen Anreize zu kostenoptimalem Verhalten der Unternehmen und zum anderen die Weiterreichung (zumindest zum Teil) von Produktivitätssteigerungen an die Endkunden über entsprechende Preisreduktionen. Verhalten sich die Unternehmen im Wettbewerb nicht kostenoptimal oder reichen die Produktivitätsverbesserungen nicht weiter, können sie entweder nicht die von den Kapitalgebern marktübliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals gewähren oder agieren zu teuer, sodass sie ihre Produkte am Endkundenmarkt nicht absetzen können.

In der Anreizregulierung wird dies zum einen über die Anwendung eines regulatorisch vorgeschriebenen Kostenpfades erreicht, der die regulierten Unternehmen anreizen soll, kostenoptimal zu agieren. Die Weitergabe von Produktivitätssteigerungen wird über die sogenannten X-Faktoren simuliert. Grundsätzlich gibt es fünf Quellen, aus denen sich eine Veränderung der Produktivität, also des Verhältnisses aus produzierten Outputs zu verwendeten Inputs, speisen kann:

---

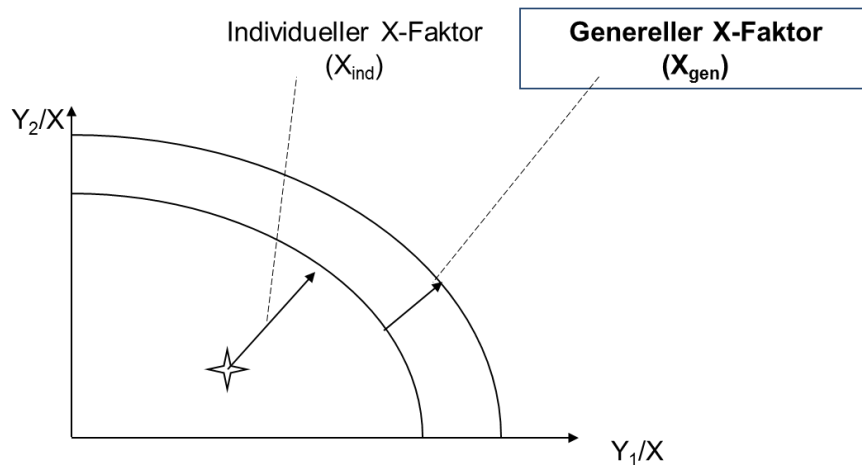
<sup>1</sup> Für weitergehende Informationen siehe z. B. Liebe et al. (2017).



- Technischer Fortschritt: Erweiterung der Produktionsmöglichkeiten eines Sektors. Die gegebenen Outputs können alle Unternehmen mit einer geringeren Ressourcenausstattung realisieren.
- Technische Effizienz: Unternehmen können ihren Output bei gegebener Ressourcenausstattung steigern bzw. ihren Input bei gegebenem Output senken.
- Skaleneffizienz: Unternehmen können durch eine Änderung des Produktionsumfangs eine Kombination von Inputs und Outputs realisieren, die niedrigere Durchschnittskosten verursacht (Änderung der Unternehmensgröße).<sup>2</sup>
- Allokative Effizienz auf der Inputseite: Unternehmen passen ihren Inputeinsatz besser an die auf den Faktormärkten herrschenden Preisverhältnisse an.
- Allokative Effizienz auf der Outputseite: Unternehmen passen ihren Produktmix besser an die auf ihren Absatzmärkten herrschenden Preise an.

### 2.1.1.1 Genereller vs. individueller X-Faktor

Abbildung 2-1: Individueller und genereller X-Faktor



Quelle: Eigene Darstellung

Neben dem generellen X-Faktor beinhaltet die österreichische Anreizregulierung auch noch individuelle Effizienzvorgaben für Netzbetreiber ( $X_{ind}$ ), die auf Basis eines Effizienzvergleichs bestimmt werden. Abbildung 2-1 verdeutlicht dies graphisch für eine Situation mit einem Input  $X$  und zwei Outputs  $Y_{1,2}$ . Die zwei Kurven stellen die Produktionsmöglichkeitenkurven, auch Effizienzgrenzen genannt, zu zwei verschiedenen Zeitpunkten

<sup>2</sup> Im Kontext von Gasverteilernetzbetreibern kann dies z.B. über einen Zusammenschluss oder eine Aufteilung von Netzgebieten erfolgen.

dar. Die Produktionsmöglichkeitenkurve gibt an, welchen Output die Unternehmen eines Sektors bei gegebener Ressourcenausstattung und gegebener Produktionstechnologie maximal produzieren können. Unternehmen auf der Effizienzgrenze sind definitionsgemäß allokativ und technisch effizient und agieren mit optimaler Betriebsgröße. Durch technischen Fortschritt wird die Grenze nach außen verschoben. Alle Unternehmen können somit potenziell einen höheren Output realisieren als in der Vorperiode.

Während der generelle X-Faktor die Verschiebung der Effizienzgrenze über die Zeit (Frontier Shift) abbildet, die auf sektoralen technologischen Fortschritt zurückzuführen ist, sollen mit dem individuellen X-Faktor firmenspezifische Ineffizienzen der Netzbetreiber beseitigt werden, um diese an die Effizienzgrenze heranzuführen (Catch-up). Der in Abbildung 2-1 dargestellte Netzbetreiber agiert ineffizient, da er unterhalb der Effizienzgrenze liegt. Aufgrund der Vernachlässigung der Inputpreise kommen als Ursache technische Ineffizienz und/oder nicht ausgenutzte Größenvorteile in Frage. Um auf die aktuelle Effizienzgrenze zu gelangen, muss das Unternehmen seine individuelle Ineffizienz abbauen, indem es weniger Inputs für seine (gegebenen) Outputs benötigt. Während der individuelle X-Faktor somit auf die (unternehmensindividuelle) Effizienz abstellt, bezieht sich der generelle X-Faktor auf die Produktivität des gesamten Sektors.

Hinsichtlich der allokativen Effizienz auf der Inputseite unterliegen regulierte Netzbetreiber auf den Faktormärkten bei ihren – auch langfristigen – Investitionsentscheidungen keiner anderen Systematik als sich im Wettbewerb befindende Unternehmen, so dass Netzbetreiber auf den Vorleistungsmärkten auch analog zu im Wettbewerb stehenden Unternehmen agieren sollten, d. h. sie sollten ihr Verhalten bezüglich der optimalen Faktorpreise optimieren. Dies impliziert, dass auch für regulierte Netzbetreiber grundsätzlich von allokativer Effizienz auf der Inputseite ausgegangen werden kann. Würden allokativen Ineffizienzen auf der Inputseite und den Faktormärkten angenommen werden, hieße dies im Umkehrschluss, dass die betrachteten Netzbetreiber bewusst Entscheidungen treffen könnten, die zu überteuerten Netzkosten führen. Dies steht im Widerspruch zur Idee einer effizienten Leistungsbereitstellung und auch zur Annahme wettbewerblich organisierter Märkte.

Auf der Outputseite sind innerhalb der Netzregulierung die Erlöse bzw. die daraus abgeleiteten (Output-)Preise reguliert, so dass sie sich nicht gemäß Angebot und Nachfrage auf einem Absatzmarkt bilden. Der generelle und der individuelle X-Faktor zielen daher im Endeffekt darauf ab, allokativen Effizienz auch auf der Outputseite herzustellen.

Der individuelle X-Faktor wird im Rahmen eines zeitpunktbezogenen (statischen) Effizienzvergleichs bestimmt, in dessen Rahmen bestehende Ineffizienzen aufgedeckt werden. In wettbewerblichen Märkten müssten diese Ineffizienzen unmittelbar zulasten des Eigenkapitals abgebaut werden. In der österreichischen Anreizregulierung werden die festgestellten Ineffizienzen hingegen in mehrjährige Zielvorgaben überführt, so dass ein Teil der Ineffizienzen weiter durch die Netznutzer bezahlt wird, bis diese entsprechend der individuellen Effizienzvorgaben beseitigt wurden.

Demgegenüber stellt der generelle X-Faktor auf dynamische Effizienz ab in dem Sinne, dass durch technologischen Fortschritt erwartete Produktivitätsverbesserungen bereits während der Regulierungsperiode über gedämpfte Erlösentwicklungen (bzw. Netzentgelte) an die Netznutzer weitergegeben werden. Die Dämpfung beinhaltet entsprechend der Wettbewerbsanalogie, dass nur der Teil der Inputpreissteigerungen an Endkunden weitergegeben werden darf, der über den zu erwartenden technischen Fortschritt hinausgeht. Zu erwartende Produzentenrente wird somit in Konsumentenrente umgewidmet. Ferner wird durch die Weitergabe zu erwartender Produktivitätssteigerungen infolge technischen Fortschritts an die Endkunden die Wohlfahrt der Gesamtwirtschaft erhöht. Daraus folgt unmittelbar, dass der generelle X-Faktor im Gegensatz zum individuellen X-Faktor eine Prognosegröße ist, der Aussagen über den zu erwartenden Frontier Shift im betrachteten Sektor macht. Der individuelle X-Faktor nimmt somit eine Ex-post-Betrachtung vor. Über die abgeleiteten Zielvorgaben wird die unmittelbare Wettbewerbsanalogie etwas abmildert, was aufgrund der netzwirtschaftlichen Besonderheiten als natürliche Monopole mit langlebigen Kapitalgütern durchaus gerechtfertigt ist.

Tabelle 2-1: Genereller vs. individueller X-Faktor

	Genereller X-Faktor	Individueller X-Faktor
<b>Erfasser Sachverhalt</b>	Technischer Fortschritt des Sektors (Frontier Shift)	Unternehmensindividuelle Ineffizienzen (Catch-up)
<b>Zeitbezug</b>	Dynamisch	Statisch
<b>Sichtweise</b>	Ex ante: Prognose über zu erwartenden Frontier Shift	Ex post: Feststellung bestehender Ineffizienzen
<b>Verteilungswirkung</b>	Weitergabe zu erwartender Produktivitätsverbesserungen an Endkunden während der Regulierungsperiode	Zielvorgaben: Teil bestehender Ineffizienzen durch Netznutzer bezahlt

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Der generelle X-Faktor stellt hingegen eine Ex-ante-Betrachtung (Prognose) dar. Beide X-Faktoren,  $X_{gen}$  und  $X_{ind}$ , fungieren im Wesentlichen als Verteilungsinstrumente zur Erhöhung allokativer Effizienz auch auf der Outputseite. Der Anreiz zu effizientem Verhalten (statisch und dynamisch) im gegebenen Regulierungsregime wird vor allem durch die Setzung einer Erlösobergrenze (Revenue Cap) und den statischen Effizienzvergleich gesetzt. Das Benchmarking ist quasi der simulierte Wettbewerbsmarkt der Netzbetreiber, in dem sie in „Konkurrenz“ treten, da ihre Performance mit der anderer, vergleichbarer Netzbetreiber in Relation gesetzt und eventuelle Underperformance über höhere Effizienzvorgaben entsprechend sanktioniert wird.

Tabelle 2-1 gibt abschließend eine Übersicht über die Abgrenzung zwischen beiden X-Faktoren.

### 2.1.1.2 Inflationierung der Kostenbasis

Wie bereits ausgeführt, zielen Anreizregulierungsregime wie das für die österreichischen Gasverteilernetzbetreiber darauf ab, wettbewerbliches Verhalten zu simulieren. Üblicherweise wird bei Berechnungen zum generellen X-Faktor immer wieder auf die Differenzialbetrachtung von Bernstein und Sappington (1999) verwiesen. Demnach ergibt sich der generelle X-Faktor in einer Revenue- bzw. Price-Cap-Regulierung als relative Größe aus einem Produktivitäts- und einem Inputpreisdifferenzial. Er beinhaltet demzufolge einen Vergleich der Entwicklung der regulierten Netzindustrie mit der Entwicklung der Gesamtwirtschaft. Konkret ergibt er sich aus der Summe der Differenzen von sektoralem ( $\Delta TF_t^{Netz}$ ) und gesamtwirtschaftlichem technischen Fortschritt ( $\Delta TF_t^{GW}$ ) und gesamtwirtschaftlicher ( $\Delta P_{Input,t}^{GW}$ ) und sektoraler Inputpreisentwicklung ( $\Delta P_{Input,t}^{Netz}$ ). Formal:

$$(2-1) \quad X_{Gen,t} = (\Delta TF_t^{Netz} - \Delta TF_t^{GW}) + (\Delta P_{Input,t}^{GW} - \Delta P_{Input,t}^{Netz})$$

Wie bereits in Schweinsberg et al. (2012) und Liebe et al. (2017) gezeigt wurde, ist dies allerdings nur gültig, wenn die Kostenbasis bei der Cap-Regulierung mit einem gesamtwirtschaftlichen Outputpreisindex inflationiert wird. Die Differenzialbetrachtung ist in diesem Fall erforderlich, um die durch die Anreizregulierung intendierte Wettbewerbsanalogie herzustellen. Im Wettbewerb können nur die Inputpreissteigerungen über entsprechende Outputpreissteigerungen eines Sektors an die Endkunden weitergereicht werden, die über entsprechende Produktivitätssteigerungen hinausgehen. Für die netzwirtschaftlichen Outputpreise (Netzentgelte) muss bei Wettbewerbsanalogie gelten:

$$(2-2) \quad \Delta P_{Output,t}^{Netz} = \Delta P_{Input,t}^{Netz} - \Delta TF_t^{Netz}$$

Die im gesamtwirtschaftlichen Outputpreisindex, der für die Inflationierung der Kostenbasis verwendet wird, enthaltenen gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen werden über den allgemeinen X-Faktor gewissermaßen wieder herausgerechnet, um eine Relation gemäß Gleichung (2-2) für den Netzsektor zu erhalten.

Wird hingegen die Kostenbasis mit einem sektoralen Inputpreisindex inflationiert, entspricht der generelle X-Faktor ausschließlich dem sektoralen technischen Fortschritt:<sup>3</sup>

$$(2-3) \quad X_{Gen,t} = \Delta TF_t^{Netz}$$

Eine Differenzialbetrachtung ist daher obsolet.<sup>4</sup>

## 2.1.2 Gasverteilernetzbetreiber in Österreich

Im derzeitigen Regulierungsregime für die österreichischen Gasverteilernetzbetreiber werden die Kapitalkosten (CAPEX) über einen Kapitalkostenabgleich mit

<sup>3</sup> Siehe z.B. Schweinsberg et al. (2012: 2-4).

<sup>4</sup> Darauf verweisen übrigens Bernstein und Sappington (1999: 9) selbst.

effizienzabhängiger Rendite erfasst. Dies hat zur Folge, dass der generelle X-Faktor nur auf die (beeinflussbaren) operativen Kosten (OPEX) wirkt, während die Kapitalkosten einer Cost-Plus-Logik folgen.<sup>5</sup> Wenn der regulatorisch gesetzte Zinssatz für die Kapitalkosten über dem Marktzinssatz für Investitionen mit vergleichbarem Risiko liegt, kann dies zu einem gewissen CAPEX-Bias hinsichtlich der Ressourcenallokation bei den Netzbetreibern führen, was auch als Averch-Johnson-Effekt bekannt ist.<sup>6</sup> Der für die Anreizregulierung charakteristische Budgetansatz (Cap) entfaltet seine Wirkung somit nur hinsichtlich der OPEX.

Im österreichischen Regulierungskontext für die Gasverteilernetzbetreiber ist der generelle X-Faktor daher eine Prognose über die aufgrund technischen Fortschritts zu erwartende Änderung der partiellen (OPEX-basierten) Faktorproduktivität und nicht der totalen Faktorproduktivität. Dies bedingt unmittelbar, dass der  $X_{\text{gen}}$  auf Basis der OPEX und nicht auf Basis der Gesamtkosten (TOTEX) bestimmt werden sollte.<sup>7</sup>

Die anzustellende Partialbetrachtung für die Bestimmung des generellen X-Faktors bedingt jedoch nicht, dass eine Substituierbarkeit zwischen OPEX und CAPEX negiert wird. Es bleibt weiterhin den Netzbetreibern überlassen, welche Maßnahmen sie zur Umsetzung der Zielvorgabe implementieren. Ein Vorteil bei der Bestimmung des generellen X-Faktors auf Basis der operativen Kosten ist zudem, dass die Gefahr verzerrter Prognosen aufgrund von Investitionszyklen deutlich reduziert ist. Allerdings besteht tendenziell ein Anreiz zu strategischem Verhalten. Da sich die Ableitung der Prognosen auf Vergangenheitsbetrachtungen stützt, könnten die Netzbetreiber zukünftige Zielvorgaben vermindern, indem sie CAPEX durch OPEX substituieren.<sup>8</sup>

Wie in Abschnitt 2.1.1.2 erläutert wurde, hängt die Ermittlung des generellen X-Faktors auch von der Inflationierung der Kostenbasis ab. Im Rahmen der Anreizregulierung der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber werden die OPEX als Kostenbasis für den Budgetansatz über den Netzbetreiberpreisindex (NPI) inflationiert, der sich aus Tariflohnindex (TLI, 50 %) und Verbraucherpreisindex (VPI, 50 %) zusammensetzt. Während der TLI die Preisentwicklung für den Faktor Arbeit abbildet, stellt der VPI einen Proxy für die Preisentwicklung bei den Vorleistungen dar. Arbeit und Vorleistungen sind die beiden wesentlichen den OPEX zugrunde liegenden Inputfaktoren. Daher kann der NPI in Bezug auf die OPEX als sektoraler Inputpreisindex interpretiert werden.<sup>9</sup> Der generelle X-Faktor

<sup>5</sup> Vgl. E-Control (2017).

<sup>6</sup> Vgl. Averch und Johnson (1962). Das regulatorische Benchmarking zur Bestimmung der individuellen Effizienzvorgaben wirkt dieser tendenziellen Verzerrungswirkung entgegen, da es auf den Gesamtkosten basiert.

<sup>7</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass in Schmitt et al. (2017) für die Ermittlung des generellen X-Faktors für Gasverteilernetzbetreiber auf die TOTEX abgestellt wurde. Hintergrund der dortigen Argumentation war das Regulierungsdesign der damals laufenden zweiten Regulierungsperiode im Gas, in der der  $X_{\text{gen}}$  seine Wirkung auf die TOTEX entfaltet hat (vgl. E-Control 2012).

<sup>8</sup> Dieses Risiko ist jedoch als gering einzustufen, da es eines abgestimmten Verhaltens aller Netzbetreiber bedarf, um über eine entsprechende Substitution den Wert für den generellen X-Faktor zu beeinflussen.

<sup>9</sup> Siehe E-Control (2017: 33f.).

auf Basis der operativen Kosten kann daher entsprechend Formel (2-3) bestimmt werden. Eine Differenzialbetrachtung à la Bernstein/Sappington ist somit obsolet.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass es sich bei Produktivitätsuntersuchungen um reine Mengenbetrachtungen handelt. Daraus folgt, dass Wertgrößen (z. B. Preise und Kosten) grundsätzlich deflationiert werden sollten. Da es sich im vorliegenden Kontext aufgrund der Ermittlung einer OPEX-basierten Faktorproduktivität um eine inputorientierte Betrachtung handelt (Minimierung der Kosten bei gegebenem Output), sollten die Wertgrößen mit einem sektoralen Inputpreisindex deflationiert werden. Es bietet sich somit eine Deflationierung mittels des NPI an.

Für die konkrete Ermittlung ergibt sich folgende Fallunterscheidung. Sind keine verlässlichen Informationen über unternehmensindividuelle Inputpreise für die beiden Inputs der OPEX, Arbeit und Vorleistungen, vorhanden, so existieren grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Ermittlung der OPEX-basierten Faktorproduktivität:

- Bei Deflationierung der OPEX mittels des NPI ist die partielle Faktorproduktivität direkt bestimmbar;
- Werden hingegen die OPEX nominal betrachtet, so ist nachträglich eine Korrektur der Ergebnisse mittels des NPI erforderlich.

Da eine direkte einer indirekten Bestimmung vorzuziehen ist, wird in Abschnitt 4.2.1 der direkte Ansatz gewählt.<sup>10</sup>

Sind hingegen entsprechende Daten über unternehmensindividuelle Inputpreise von Arbeit und Vorleistungen in verlässlicher Form vorhanden, so können diese in die Ermittlung miteinbezogen werden. Auch hier bestehen wiederum zwei Möglichkeiten:

- Bei Verwendung einer Deflationierung sind sowohl die OPEX als auch die Inputpreise mittels des NPI zu korrigieren;
- Bei Berücksichtigung der OPEX in nominaler Form sind auch die ursprünglichen Preisdaten ohne Deflationierung zu verwenden.

Analog dem Vorgehen bei Nichtvorliegen unternehmensindividueller Inputpreise wird in Abschnitt 4.2.2 der erste Weg verfolgt.<sup>11</sup>

Aufgrund der Tatsache, dass im vorliegenden Kontext keine unternehmensindividuellen Informationen zu den Mengen der beiden Inputs Arbeit und Vorleistungen vorhanden sind,<sup>12</sup> ist allen Ansätzen gemeinsam, dass allokativer Effizienz auf der Inputseite angenommen wird. Dies ist aus den bereits in Abschnitt 2.1.1.1 genannten Gründen

---

<sup>10</sup> Beide Wege sollten zu vergleichbaren Ergebnissen führen.

<sup>11</sup> Auch für diesen Fall gilt, dass beide Ansätze zu vergleichbaren Ergebnissen führen sollten.

<sup>12</sup> Aus diesem Grund kann die Malmquist-DEA in Abschnitt 4.3 auch nur unter Verwendung des Ansatzes ohne Berücksichtigung von unternehmensindividuellen Preisdaten gerechnet werden.

(Netzbetreiber als Preisnehmer auf den Faktormärkten und grundsätzlich wettbewerbliche Organisation der österreichischen Volkswirtschaft) sachgerecht.<sup>13</sup>

## 2.2 Energiewende

Zunächst werden in Abschnitt 2.2.1 mögliche Entwicklungspfade vor dem Hintergrund der energiewirtschaftlichen Ziele in Österreich aufgezeigt. Ferner wird kurz angerissen, wie sich diese Entwicklungen auf die Betriebskosten auswirken könnten.<sup>14</sup> In Abschnitt 2.2.2 wird skizziert, welche Lösungsansätze in der ökonomischen Literatur im Kontext der Energiewende und der Regulierung von Netzbetreibern diskutiert werden. Abschließend werden in Abschnitt 2.2.3 ausgewählte Länderbeispiele dargestellt, wie dort der Energiewendeproblematik in der Regulierungspraxis begegnet wird.

### 2.2.1 Mögliche Entwicklungspfade

In Österreich wird neben dem gerade in der Konsultation befindlichen Erneuerbaren-Wärme-Gesetz (EWG), das u.a. den Ausstieg aus fossilen Heizungen bis 2040 festlegen soll,<sup>15</sup> das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) den Rahmen für die weitere

*„Als Beitrag zur Verwirklichung der Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens 2015 und des Ziels der Europäischen Union, den Bruttoendenergieverbrauch der Union bis 2030 zu einem Anteil von mindestens 32% durch erneuerbare Energie zu decken, sowie im Bestreben, die Klimaneutralität Österreichs bis 2040 zu erreichen, ist es das Ziel dieses Bundesgesetzes,*

- 1. die Erzeugung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen gemäß den Grundsätzen des Unionsrechts zu fördern; [...]*
- 3. die energieeffiziente, ressourcenschonende, marktkonforme und wettbewerbsfähige Erzeugung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen sicherzustellen und die Mittel zur Förderung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen effizient einzusetzen;*
- 4. die Marktintegration und die Systemverantwortung von erneuerbaren Energien zu steigern; [...];*
- 6. die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas zu gewährleisten;*
- 7. den Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh zu erhöhen; [...]*
- 9. die Errichtung und Modernisierung der erforderlichen Infrastruktur durch integrierte Planung zu unterstützen; [...]*
- 10. die Anwendung von erneuerbarem Wasserstoff als Schlüsselement zur Sektorkopplung und -integration zu forcieren.“*

<sup>13</sup> Es sei zudem darauf hingewiesen, dass ein eventueller Bias symmetrisch verteilt ist.

<sup>14</sup> Aufgrund der in Abschnitt 2.1 beschriebenen Regulierungssystematik erfolgt der alleinige Fokus auf die Betriebskosten, da Kapitalkosten, wie oben ausgeführt, bei der Ermittlung von Xgen keine Rolle spielen.

<sup>15</sup> Bereits ab 2023 sollen keine auf fossilem Gas basierenden Heizungen mehr in Neubauten verbaut werden dürfen. Vgl. [https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME\\_00212/index.shtml](https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00212/index.shtml).



Transformation des Energiesystems hin zu einer kohlenstoffarmen Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien setzen. Im Rahmen des EAG betreffen dabei z.B. verschiedene in § 4 EAG benannte Ziele den Gasbereich (vgl. Box).

Das im EAG verankerte Ziel, den Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh zu erhöhen, bedeutet z. B., zukünftig mehr als die Hälfte des in 2019 produzierten inländischen Gases durch erneuerbares Gas zu decken. Dies entspräche einer Vervielfachung des gegenwärtig produzierten erneuerbaren Gases um mehr als den Faktor 30 im Vergleich zu 2019.<sup>16</sup>

Zu den Gasen aus erneuerbaren Quellen zählen bislang:<sup>17</sup>

- „Biomethan auf Basis von Biogas, Deponiegas, Klärgas, Holzgas oder sonstigen Ursprungs
- Wasserstoff erzeugt mittels Strom aus erneuerbaren Energiequellen
- Synthetisches Gas auf Basis erneuerbarer Energieträger
- Andere erneuerbare Gase“

Welche Konsequenzen sich aus den politischen Zielvorgaben und der Nachfrageentwicklung zukünftig für die Gasverteilernetzbetreiber ergeben, lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht absehen.<sup>18</sup>

So hat die Austrian Energy Agency (AEA) (2021) in einer Studie zwei Szenarien hinsichtlich der Nachfrageentwicklung bis 2040 betrachtet. Beim Szenario „Infrastrukturnutzung“ wird eine konservative Annahme hinsichtlich der technologischen Entwicklung gewählt, so dass die bestehende technologische Infrastruktur, die zur Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Gasen derzeit benötigt wird, in höherem Ausmaß weiterhin verwendet wird. Demgegenüber wird im Szenario „Exergieeffizienz“ eine erhöhte Flexibilität hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff oder Methan in der Industrie je nach Wahl der zukünftigen Prozessrouten angenommen.

Wie aus Abbildung 2-2 hervorgeht, entspricht im Szenario „Infrastrukturnutzung“ die Nachfrage nach Methangas mit zumindest 72 TWh etwa dem heutigen Stand<sup>19</sup>, während sie aufgrund der höheren Prozessflexibilitäten im Szenario „Exergieeffizienz“ deutlich auf 15 TWh sinkt. Allerdings beträgt die Gesamtnachfrage unter Berücksichtigung der Bereitstellung durch Wasserstoff 89 TWh und liegt somit über dem aktuellen Erdgasverbrauch.

<sup>16</sup> BMK (2020), S. 8, S. 22, eigene Berechnungen.

<sup>17</sup> Vgl. <https://www.e-control.at/konsumenten/was-ist-gas-aus-erneuerbaren-quellen>

<sup>18</sup> Dies war auch ein wesentliches Ergebnis der im Rahmen dieser Studie geführten Expertengespräche.

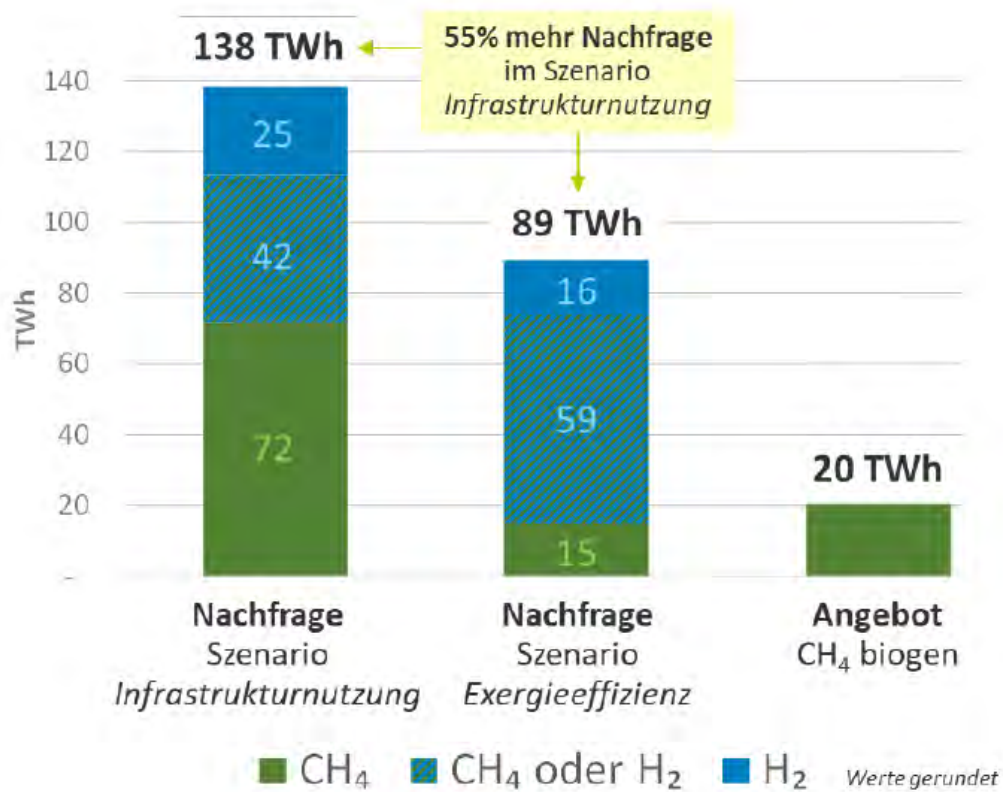
<sup>19</sup> Die Szenarien der AEA lassen den Haushaltsbereich unberücksichtigt. 2020 betrug der Erdgasverbrauch in Österreich 90,5 TWh, wobei rund 20 % auf die Haushalte entfielen. Daraus ergibt sich eine Gesamtnachfrage exklusive der Haushalte von ca. 72 TWh. Siehe E-Control (2021).



Inwiefern diese Nachfrageentwicklungen zu einer Veränderung der Gasinfrastruktur und insbesondere der Gasverteilernetze führen, hängt entscheidend davon ab, wie zukünftig erneuerbare Gase (insbesondere biogene Gase und Wasserstoff) in die bestehende Infrastruktur integriert werden können.

Während Biogas nach entsprechender Aufbereitung als Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden kann,<sup>20</sup> ist dies für Wasserstoff bisher nur bis zu einem gewissen Grad möglich. Üblicherweise sind derzeit bis zu zehn Prozent Beimischung ins Erdgasnetz (sog. „Blending“) möglich.<sup>21</sup>

Abbildung 2-2: Mögliche Nachfrageentwicklungen in Österreich bis 2040



Quelle: Austrian Energy Agency (2021: 63).

Obwohl derzeit an Möglichkeiten geforscht wird, diesen Anteil weiter zu erhöhen<sup>22</sup>, wird doch in vielen Ländern eine eigene Wasserstoffinfrastruktur geplant.<sup>23</sup> In Österreich existieren Pläne, ab 2035 eine eigene Wasserstoffinfrastruktur für den Transport von

<sup>20</sup> BMK (2020: 22).

<sup>21</sup> Vgl. z. B. OVGW (2021).

<sup>22</sup> Vgl. z. B. Avacon AG (2021: 4).

<sup>23</sup> Vgl. z. B. für Deutschland: SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021: 60).

Wasserstoff aufzubauen. Bis dahin soll das bestehende Gasnetz genutzt werden.<sup>24</sup> Laut der Wasserstoffstrategie für Österreich zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 soll primär die derzeit für den Erdgastransport verwendete Gasinfrastruktur durch Umwandlung zu Wasserstoffleitungen genutzt werden. Eine Errichtung neuer Wasserstoffleitungen solle vor allem dort geprüft werden, wo es an entsprechender Infrastruktur mangelt.<sup>25</sup> Inwiefern eigene Wasserstoffverteilernetze entstehen, ist derzeit daher noch nicht absehbar. Eine Studie im Rahmen des Projekts „Ready 4H2“ geht davon aus, dass 97 % aller Netzkilometer in Österreich aufgrund ihres Materials für die Verteilung von Wasserstoff geeignet wären. Allerdings wurden weitere Komponenten der Infrastruktur (Verdichter, Armaturen etc.) bei dieser Betrachtung außer Acht gelassen.<sup>26</sup>

Die derzeit laufende Forschung im deutschsprachigen Raum zeigt jedoch, dass die Tendenz auf Verteilernetzebene stärker in Richtung der Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur geht.<sup>27</sup> So geht der deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW) (2020) davon aus, dass die Nutzung der Gasinfrastruktur mit Wasserstoff möglich ist.<sup>28</sup>

*„Bei der Ertüchtigung der Verteilnetze zur Versorgung mit 100 Prozent H<sub>2</sub> muss zwischen Punktobjekten (Anlagen etc.) und Leitungsobjekten (Rohre) unterschieden werden. Hierbei sind Punktobjekte grundsätzlich schneller und mit weniger Planungsaufwand zu ersetzen. Anlagen, die für Methan ausgelegt sind, müssen für den Betrieb mit 100 Prozent H<sub>2</sub> ertüchtigt oder getauscht werden. Gasleitungen bestehen heutzutage fast ausschließlich aus Kunststoff und Stahl. Kunststoffleitungen und die im Verteilnetz üblichen Stahlrohre sind H<sub>2</sub>-verträglich, wodurch bereits heute der Großteil der Rohrkomponenten der Verteilnetze H<sub>2</sub>-verträglich ist. Auch wenn bereits große Teile der Komponenten H<sub>2</sub>-fähig sind, ist noch ein teilweise nicht irrelevanter Ertüchtigungsaufwand zu leisten, um die verbleibenden Komponenten zu tauschen und einen technisch sicheren Betrieb mit 100 Prozent H<sub>2</sub> zu gewährleisten.“*

Es ist gegenwärtig daher noch unklar, welche Richtung etwaige Anpassungsprozesse der Gasverteilernetzbetreiber nehmen werden. Das Spektrum möglicher Entwicklungen reicht vom Rückbau der bestehenden Netzinfrastruktur aufgrund des Aufbaus einer parallelen Infrastruktur (vor allem für Wasserstoff) mit damit einhergehenden Kapazitätsunterauslastungen bis hin zu einem Weiterbetrieb der bestehenden Netze. Eine ebenfalls offene Frage ist, welche Anpassungsmaßnahmen bei einem Weiterbetrieb und der Integration einer deutlich größeren Menge erneuerbarer Gase (insbesondere Biogas und

<sup>24</sup> Vgl. <https://www.gruenes-gas.at/aktuelles/oesterreichische-gasnetzbetreiber-schliessen-sich-europaeischem-wasserstoffnetz-an/>, zuletzt abgerufen am 18.01.2022.

<sup>25</sup> Vgl. BMK und BMDW (2022: 32f.).

<sup>26</sup> Ready4H2 (o.D.: 6).

<sup>27</sup> Vgl. z. B. <https://tga.at/artikel/gaswirtschaft-praesentiert-zeitplan-fuer-energiewende/>, zuletzt abgerufen am 25.01.2022.

<sup>28</sup> DVGW (2020: 12).

Wasserstoff) erforderlich sein werden.<sup>29</sup> Es ist zu erwarten, dass der Anpassungsprozess ein gradueller Prozess sein wird, der sich über mehrere Jahrzehnte erstreckt.

Diese Ungewissheit über durch die Energiewende bedingte Anpassungsprozesse und deren Auswirkungen zeigt sich auch in einer Studie des deutschen Umweltbundesamtes zu den Folgen für die Gasnetze in Deutschland.<sup>30</sup> In der Studie werden u. a. die Betriebskosten für verschiedene Zukunftsszenarien (u. a. 95 % Biogaseinspeisung und 95 % Wasserstoffeinspeisung) im Vergleich zu heute für unterschiedliche Netztopologien (Modellnetze) ermittelt. Je nach Szenario und Modellnetz werden im Vergleich zum heutigen Betriebskostenniveau erhebliche Kostensteigerungen oder auch deutliche Reduktionen ausgewiesen. Allein im Fall einer flächendeckenden Reduktion der Gasnachfrage im Vergleich zum heutigen Niveau ohne einen Ausgleich durch entsprechende Biogas- oder Wasserstoffeinspeisung (Szenario „80 % Gasmix“) steigen gemäß der Studie bei allen betrachteten Modellnetzen die Betriebskosten, da der Gasbedarf im Laufe der Jahre im Verhältnis zur Netzlänge stärker sinkt, was implizit Kostenremanenz unterstellt.<sup>31 32</sup>

## 2.2.2 Wissenschaftliche Diskussion

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die wissenschaftliche Diskussion um Veränderungen im Gassektor (Energiewende, Umstellung auf Wasserstoff etc.) und etwaige sich daraus ergebenden Folgen für den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt eher schwach ausgeprägt ist. So gehen beispielsweise Oxera (2017) in ihrem Gutachten „Wissenschaftlicher Standard zur Ermittlung des Xgen“ nicht auf diese Entwicklungen ein. Auch bei der Berechnung von Produktivitätsentwicklungen für Gas- und Stromnetzbetreiber in Großbritannien, den Niederlanden, den USA und Deutschland von Ajayi et al. (2018) sind keine entsprechenden Hinweise zu finden. Gugler und Liebensteiner (2019) berechnen den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt für Österreich für die Jahre 2002 bis 2013. Auch dieser Artikel konzentriert sich auf die Methodenauswahl. Eine Diskussion um etwaige Anpassungen aufgrund der Energiewende erfolgt nicht.

Oberle und Gnann (2021) diskutieren das deutsche Regulierungsregime für den Energiesektor vor dem Hintergrund einer abnehmenden Gasnachfrage. Sie betrachten verschiedene Szenarien für den Rückbau der Gasinfrastruktur (25 %, 50 % und 75 %)

<sup>29</sup> So weisen Kienberger et al. (2019:2) z. B. darauf hin, dass ein Großteil der Biogasanlagen bisher noch über keinen Anschluss an das Gasnetz verfügen. Eine Anbindung dieser Anlagen zur Nutzbarmachung des Biogases für das Gasnetz wäre somit mit entsprechenden Investitionen in Anschlussleitungen und gegebenenfalls Verdichterleistung verbunden. Wasserstoff könnte neben einer reinen Beimischung auch über eine vorhergehende Methanisierung dem Gasnetz zugeführt werden. Vgl. z. B. DVGW (2020: 11).

<sup>30</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2019).

<sup>31</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2019: 158).

<sup>32</sup> Kostenremanenz tritt auf, wenn die Kosten nach einer Senkung des Outputs nicht auf ihren ursprünglichen Kostenpfad zurückfallen, sondern auf einem höheren Niveau verharren. Ursachen für Kostenremanenz sind vielfältig, z. B. angeschaffte Maschinen zur Erhöhung der Produktion können im Fall eines Rückgangs des Outputs nicht sofort verkauft werden und verursachen weiterhin Kosten oder Arbeitnehmer können aufgrund arbeitsrechtlicher Hürden nicht sofort entlassen werden. Für eine weitergehende Diskussion siehe z. B. Guenther, Riehl und Rößler (2013).

sowie ein Business-as-usual-Szenario und deren Auswirkungen auf die Erlösbergrenzen und Netzentgelte. In den Berechnungen wird der sektorale Produktivitätsfaktor allerdings (auf dem Niveau der 3. Regulierungsperiode) konstant gehalten<sup>33</sup> und ist somit nicht direkter Gegenstand der Untersuchung. Als Handlungsperspektive geben die Autoren ein eher allgemein gehaltenes Fazit, dass es einer Anpassung der aktuellen Regulierung bedürfe, da keine Anreize für einen Netzurückbau bestünden. Die Autoren raten zu einer Prüfung, inwieweit die Nachfrage nach der regulierten Infrastruktur in die Bestimmung der Erlösbergrenze mit einfließen könne, ohne dies jedoch zu konkretisieren.<sup>34</sup>

Obwohl die Entwicklung im Strombereich nicht direkt mit der im Gasbereich verglichen werden kann (stärkere Nachfrage durch Elektromobilität und Wärmeanwendungen, Dezentralisierung etc.), werden nachfolgend Untersuchungen aus dem Strom aufgeführt, die aufgrund der thematischen Verwandtschaft möglicherweise auch für den Gassektor relevant sein könnten. Brunekreeft et al. (2020) argumentieren vor dem Hintergrund der zunehmenden Dezentralität und Volatilität im Stromnetz aufgrund der Einspeisung erneuerbarer Energien (vor allem aus Wind und Photovoltaik), dass eine Korrektur des generellen sektoralen Produktivitätsfaktor in Form eines reduzierten Wertes Investitionen ins Smart Grid incentivieren könnte.<sup>35</sup> Die Autoren vernachlässigen dabei allerdings, dass viele Regulierungsbehörden dieser Problematik bereits durch andere Regulierungsinstrumente Rechnung getragen haben. Beispielhaft sei der Kapitalkostenabgleich angeführt, der in den Regulierungsregimen sowohl in Österreich als auch in Deutschland u. a. aus diesen Gründen eingeführt wurde.<sup>36</sup> Ferner sei darauf hingewiesen, dass entsprechende Erwägungen und Adjustierungen der zuvor quantitativ ermittelten Werte für den generellen X-Faktor bei fast jeder Regulierungsentscheidung über dieses Instrument aus den unterschiedlichsten Gründen eine Rolle spielen.<sup>37</sup>

Ajayi et al. (2021) sehen für den Stromsektor eine notwendige Anpassung der Messung der Totalen Faktorproduktivität (TFP).<sup>38</sup> Allerdings stellen sie fest: *„Soweit uns bekannt ist, wurden in keiner Studie zu Stromnetzindustrien Emissionsvariablen berücksichtigt, um zu untersuchen, inwieweit das Erreichen höherer Umweltziele [...], insbesondere in monetärer Hinsicht, zu Lasten der gemessenen TFP geht.“*<sup>39</sup> Die Autoren schlagen daher

---

<sup>33</sup> Oberle und Gnann (2021: 11).

<sup>34</sup> Oberle und Gnann (2021: 22).

<sup>35</sup> Brunekreeft et al. (2020: 18f.).

<sup>36</sup> Siehe z. B. Elsenbast et al. (2017).

<sup>37</sup> Siehe z. B. Großbritannien, wo der generelle X-Faktor für die gerade gestartete neue Regulierungsperiode RIIO-2 um 0,2 % erhöht wurde, um höhere Produktivitätsfortschritte abzudecken, die aufgrund der Finanzierung von Innovationen im Rahmen des RIIO-1-Regimes zusätzlich erwartet werden (vgl. Abschnitt 2.2.3.2). Auch die letzte Festlegung für die Stromverteilernetzbetreiber in Österreich hat entsprechende Abwägungsüberlegungen in ihre Entscheidung über den generellen X-Faktor miteinbezogen (vgl. E-Control (2018: 22)).

<sup>38</sup> Ajayi et al. (2021: 3).

<sup>39</sup> Ajayi et al. (2021: 10), eigene Übersetzung.

vor, die sozialen Kosten von CO<sub>2</sub>-Emissionen als Inputvariable bei der TFP-Berechnung zu berücksichtigen.<sup>40</sup>

Weitere Studien befassen sich mit den Schwierigkeiten der Anwendung des generellen X-Faktors im Stromsektor vor dem Hintergrund zunehmender Dekarbonisierung und Dezentralisierung, auf die an dieser Stelle aber nicht weiter eingegangen werden soll, da die Voraussetzungen im Strombereich andere sind als im Gassektor.<sup>41</sup>

Insgesamt ist festzuhalten, dass die wissenschaftliche Diskussion keine zusätzlichen Erkenntnisse hinsichtlich der Festlegung des generellen X-Faktors für Gasverteilernetzbetreiber vor dem Hintergrund der durch die Energiewende bedingten Anpassungsprozesse liefert. Daraus folgt, dass die Grundlage für die Festlegung weiterhin vergangenheitsbezogene Analysen auf Basis von Istdaten bilden sollten. Die beste Näherung für eine robuste Abschätzung bieten dabei netzbezogene Informationen.

### 2.2.3 Internationale Regulierungspraxis

Im Folgenden werden ausgewählte Beispiele in ihren wesentlichen Grundzügen skizziert, wie in anderen Ländern die Umgestaltung in Richtung einer klimaneutralen Energieversorgung im Rahmen der Regulierung der Energienetze thematisiert wird. Im Vordergrund steht dabei die Frage, welche Rolle dieser Aspekt bei den Festlegungen zum generellen X-Faktor gespielt hat.

#### 2.2.3.1 Deutschland

Deutschland hat bereits frühzeitig in der Anreizregulierung für die Energienetze, die seit 2009 in Kraft ist, Aspekte für einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung berücksichtigt. So konnten Gasverteilernetzbetreiber in den ersten beiden Regulierungsperioden (2009 bis 2012 und 2013 bis 2017) über den Erweiterungsfaktor nach § 10 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und die Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV etwaige Kosten für die Integration erneuerbarer Energien auf Antrag zusätzlich geltend machen. Die Kosten beim Erweiterungsfaktor folgten weiterhin dem Budgetprinzip der Erlösbergrenzenregulierung, in dem die Anpassung der Erlösbergrenze an die Änderung gewisser Parameter der Versorgungsaufgabe (Fläche des versorgten Gebietes, Anzahl der Anschlusspunkte und Jahreshöchstlast) geknüpft war. Die Investitionsmaßnahmen, die auf sonstige Maßnahmen zur Integration von erneuerbaren Energien abzielten, die nicht durch den Erweiterungsfaktor abgedeckt waren, folgten hingegen dem Prinzip einer Cost-Plus-Regulierung, wobei zwischenzeitlich aufgrund

---

<sup>40</sup> Ajayi et al. (2021: 17ff.).

<sup>41</sup> Vgl. z. B. Makholm (2018), Kaufmann (2019).

eines Zeitverzuges bei der Anerkennung von Ist- auf Plankostenbasis umgestellt wurde. Bei beiden Instrumenten existierten gewisse Erheblichkeitsschwellen.<sup>42</sup>

Ab der dritten Regulierungsperiode (2018 bis 2022) wurden beide Instrumente durch einen jährlichen Kapitalkostenabgleich ersetzt.<sup>43</sup> Allerdings zielen die genannten Instrumente eher auf Erweiterungs- oder Umstrukturierungsmaßnahmen ab und weniger auf einen Rückbau des bestehenden Gasverteilernetzes. Üblicherweise werden Rückbaukosten ab Inbetriebnahme eines zu einem späteren Zeitpunkt zurückzubauenden Anlagengutes über die Abbildung von entsprechenden Rückstellungen berücksichtigt. In diesem Zusammenhang wären die entsprechenden Zuführungsbeträge zu Rückstellungen als aufwandsgleiche Kosten in die Kostengenehmigung eingegangen und Bestandteil der Erlösobergrenze. Allerdings ist dies in der Vergangenheit durch die Gasverteilernetzbetreiber in Deutschland kaum passiert. Daher ist es eine offene Frage, wie eventuelle Rückbaukosten zukünftig im Kontext der Anreizregulierung berücksichtigt werden.<sup>44</sup>

Hinsichtlich der Festlegung des generellen X-Faktors für die dritte Regulierungsperiode haben Aspekte hinsichtlich des Umbaus der Gasnetze in Richtung einer klimaneutralen Gasversorgung weder im Beschluss der Regulierungsbehörde, Bundesnetzagentur, noch in daran anschließenden Gerichtsverfahren eine Rolle gespielt. In den Gerichtsverfahren ging es vornehmlich um datentechnische und methodische Aspekte der Ermittlung des Xgen durch die Bundesnetzagentur.<sup>45</sup>

Die Berechnungen zum generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt nach § 9 ARegV erfolgten zum einen mittels des Törnqvist-Indexes auf Basis handelsrechtlicher Daten der Gasverteilernetzbetreiber und zum anderen mittels des Malmquist-Indexes auf Basis kalkulatorischer Kosten und entsprechender Parameter zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe. Die Bundesnetzagentur hat mit 0,49 % den niedrigeren der sich aus beiden Methoden ergebenden Werte als Wert für den Xgen für die dritte Regulierungsperiode festgelegt. Ursächlich für die Wahl des niedrigeren Wertes waren u. a. die sich aus der erstmaligen quantitativen Ermittlung des generellen X-Faktors ergebenden Unsicherheiten.<sup>46</sup> In den beiden ersten Regulierungsperioden wurden die Werte mit 1,25 % für die erste und 1,5 % für die zweite Periode direkt durch den Verordnungsgeber in der § 9 Abs. 2 ARegV vorgegeben.

---

<sup>42</sup> Vgl. Stronzik (2013) und Schmitt et al. (2015).

<sup>43</sup> Vgl. BMWK (2017: 17).

<sup>44</sup> Vgl. BBH (2021).

<sup>45</sup> Zum Beschluss siehe Bundesnetzagentur (2018). Für die Gerichtsverfahren siehe Bundesgerichtshof (2021).

<sup>46</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2018: 52).



### 2.2.3.2 Großbritannien

In Großbritannien wurde die Anreizregulierung in Form eines Regulierungsrahmens für die Erlösobergrenze, genannt „RPI-X“, eingeführt, als die Netzbetreiber der Telekommunikations-, Gas- und Wasserwirtschaft ab Ende der 1980er-Jahre privatisiert wurden.

Die Anreizregulierung wurde als Erfolg im Hinblick auf Kostensenkungen wahrgenommen ohne dabei die Versorgungsqualität zu verschlechtern. Angesichts neuer Herausforderungen wie der CO<sub>2</sub>-armen Umstellung der Energieversorgung, alternder Infrastruktur, wachsender Nachfrage nach Netzausbau und Smart Grids beschloss die britische Energieregulierungsbehörde Ofgem im Jahr 2010, die RPI-X-Regulierung durch ein neues leistungsorientiertes Regime namens RIIO-Modell („Revenue = Incentive + Innovation + Output“) zu ersetzen. Auf diese Weise sollten Investitionen und Innovationen gefördert werden.<sup>47</sup>

In der Gestaltung des Regulierungsregimes für die nächste Regulierungsperiode RIIO-2 (2021 bis 2026) berücksichtigt der britische Regulierer Ofgem auch die Transformation des Energiesystems und das Ziel der britischen Regierung, die CO<sub>2</sub>-Nettoemissionen bis 2050 auf null zu reduzieren („net zero“).<sup>48</sup> Die Finanzierung von Innovationsvorhaben in diesem Bereich erfolgt über entsprechende individuelle Budgets für die Gasverteilernetzbetreiber. Da Ofgem die Innovationsbudgets flexibel gestaltet, wurden keine konkreten Projekte abgefragt.<sup>49</sup> Ein Feld für Gasverteilernetzbetreiber ist aber der Umbau des Gasversorgungssystems in Richtung eines auf Biomethan und Wasserstoff basierenden Systems mit null Nettoemissionen im Jahr 2050. Die Energy Network Association (ENA) möchte diesen auf Basis des RIIO-2-Regimes umsetzen. Der Weg dorthin wird in Abbildung 2-3 aufgezeigt.

Die einzelnen Netzbetreiber haben bereits angekündigt, welche Aktivitäten sie in nächster Zukunft planen. Dabei ist vieles noch in der Vorbereitungs- bzw. Pilotphase für eine spätere flächendeckende Umsetzung.<sup>50</sup>

Die Finanzmittel für die Investitionen in innovative Maßnahmen in Richtung einer klimaneutralen Energieversorgung sind somit in Großbritannien nicht direkt an die Produktivitätsentwicklung gekoppelt, die gleichwohl ein wichtiges Ziel bleibt. Denn auch in Großbritannien existieren für die Gasverteilernetzbetreiber weiterhin eine individuelle Effizienzvorgabe („catch-up“) sowie ein Faktor für die generelle Produktivitätsentwicklung („frontier shift“). Letzterer wird in der Terminologie von Ofgem „ongoing efficiency (OE)“ genannt.<sup>51</sup> Die Höhe der OE für die nächste Regulierungsperiode wurde für alle Strom-

<sup>47</sup> Vgl. Brunekreeft et al. (2020: 6) und Ofgem (2010: 2).

<sup>48</sup> Vgl. Ofgem (2021).

<sup>49</sup> Ofgem (2020: 107).

<sup>50</sup> Zu den bisher vorgesehenen Aktivitäten der Gasnetzbetreiber siehe ENA (2021b: 32).

<sup>51</sup> Ofgem (2020: 47).

und Gasnetzbetreiber für die OPEX auf 1,25 % und für die CAPEX auf 1,15 % festgelegt.<sup>52</sup>

OE bildet dabei den sektoralen technischen Fortschritt ab. Für die Bestimmung von OE wurden acht unterschiedliche Produktivitäten auf Basis von Daten aus der EU-KLEMS Datenbank mittels einer Törnqvist-Methodik berechnet. Es wurden sowohl totale Faktorproduktivitäten (TFP, u. a. mittels der Bildung von Vergleichssektoren)<sup>53</sup> als auch partielle Faktorproduktivitäten (u. a. Arbeitsproduktivität) bestimmt. Das Stützintervall für die Berechnungen ist 1997 bis 2016. Auf Basis des durch diese Produktivitätsberechnungen aufgespannten Wertebereichs hat Ofgem final ein OE von 1,15 % für CAPEX und 1,25 % für OPEX festgelegt.<sup>54</sup> Dabei ist Ofgem der Ansicht, dass TFP- und Arbeitsproduktivitätsmessungen aus Quellen wie dem EU-KLEMS den Spielraum für Effizienzsteigerungen in regulierten Sektoren wie Strom- und Gasnetzen in Großbritannien eher unterschätzen. Die Netzwerkunternehmen seien nicht nur tendenziell weniger externen negativen Schocks ausgesetzt als andere Sektoren, sondern sollten auch aufgrund des fehlenden Wettbewerbsdrucks in der Lage sein, den Fokus des Managements stärker auf die Erzielung höherer Effizienzgewinne zu legen.<sup>55</sup>

---

<sup>52</sup> Ofgem (2020: 48).

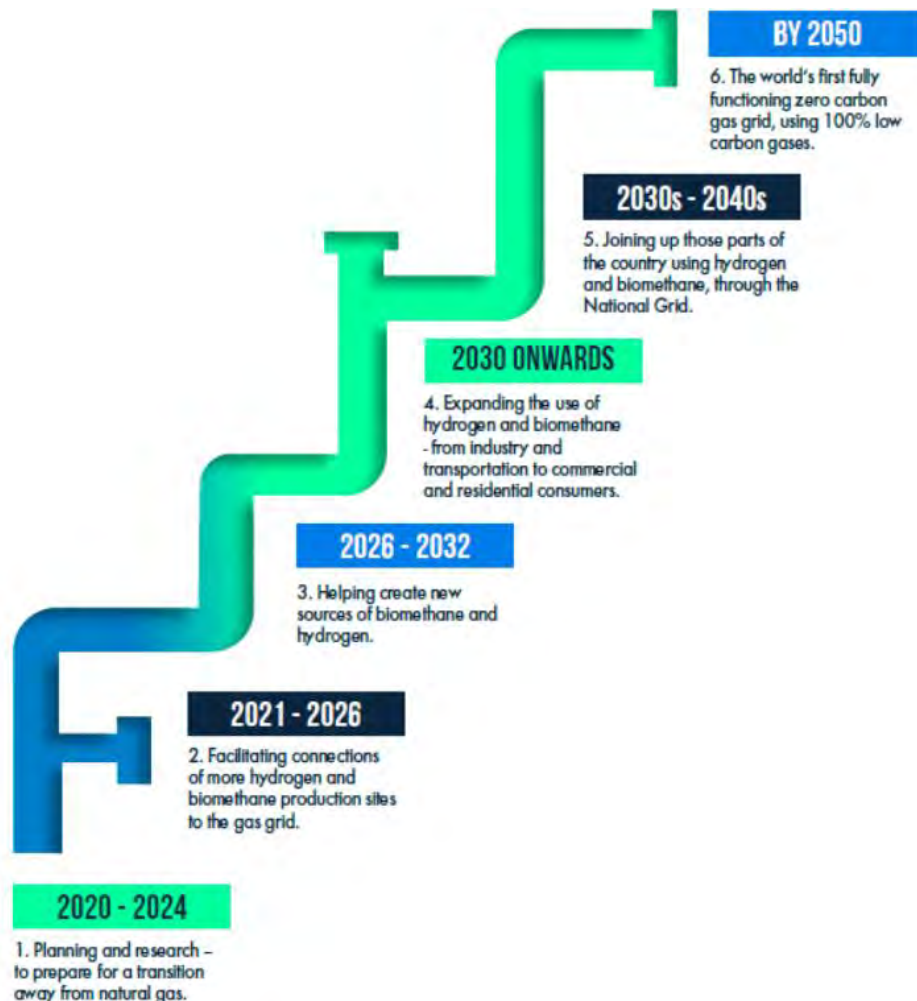
<sup>53</sup> Dies ähnelt dem Ansatz der Bildung eines synthetischen Indexes, wie z. B. in Liebe et al. (2017: 72ff.) ausgeführt ist.

<sup>54</sup> Vgl. Ofgem (2020: 48).

<sup>55</sup> Ofgem (2020: 48).



Abbildung 2-3: Zeitplan für den Umbau des britischen Gasversorgungssystems



Quelle: ENA (2021a: 7).

Ferner erfolgt für RIIO-2 ein Aufschlag in Höhe von 0,2 % p.a. auf das festgelegte OE.<sup>56</sup> Aufgrund umfangreicher innovationsfördernder Maßnahmen während der vorhergehenden Regulierungsperiode RIIO-1, die durch die Netznutzer über einen Aufschlag auf die Netzentgelte finanziert wurden, erwartet Ofgem einen zusätzlichen technischen Fortschritt in dieser Höhe. Die Umsetzung der britischen Klimaziele hatte keinen Einfluss auf die Festlegung des OE.

### 2.2.3.3 Niederlande

In den Niederlanden startete die neue Regulierungsperiode am 01.01.2022 und dauert bis zum 31.01.2026. Die Regulierungsbehörde ACM hat im April 2021 einen

<sup>56</sup> Vgl. Ofgem (2020: 213).

Methodenbeschluss zur Gestaltung des Regulierungsregimes für Verteilernetzbetreiber veröffentlicht.<sup>57</sup> Im Beschluss geht ACM auch auf die Auswirkungen der niederländischen Energiewende ein: *„Als Folge des Übergangs zu einer klimaneutralen Energieversorgung im Jahr 2050 erwartet ACM, dass die Nutzung der Gasnetze der GTS und der regionalen Gasnetzbetreiber zurückgehen wird. Aus diesem Grund hat ACM eine Voruntersuchung zu den Folgen der Verringerung der Nutzung der Gasnetze für ihre Regulierungsmethodik durchgeführt.“*<sup>58</sup>

Durch den Umstieg von immer mehr Haushalten auf alternative Energiequellen wird seitens ACM erwartet, dass Teile des Erdgasnetzes bis 2050 zurückgebaut werden. Die Kosten für die Netze müssten somit von immer weniger Kunden getragen werden. Es wird daher von einem Anstieg der Tarife ausgegangen, da ACM annimmt, dass die Kapitalkosten langsamer sinken werden als die Kapazitätsauslastung.<sup>59</sup>

Die Regulierung der Gasverteilernetzbetreiber wurde daher – in Bezug auf die Energiewende – an verschiedenen Punkten angepasst, um die Entwicklungen zu berücksichtigen. Die wesentlichen Punkte sind:

- Änderung des WACC auf nominalen Wert<sup>60</sup>
- Umstellung von linearer auf degressive Abschreibungsmethode<sup>61</sup>
- Rückbaukosten für Gasnetze: Erstattung der tatsächlichen Kosten<sup>62</sup>

Wie ersichtlich ist, werden die Anpassungen nicht auf den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt bezogen, sondern werden durch andere Regulierungsinstrumente erfasst. Der sektorale Produktivitätsfortschritt wurde für die anstehende Regulierungsperiode aus den Jahren 2006 bis 2020 aus Netzbetreiberdaten mittels Yardsticking<sup>63</sup> ermittelt. ACM führt hierzu aus: *„Die tatsächliche zukünftige Produktivitätsänderung ist nicht im Voraus bekannt. ACM ist der Ansicht, dass sich die zukünftige Produktivitätsveränderung am besten abschätzen lässt, indem sie auf den Ergebnissen der Vergangenheit basiert.“*<sup>64</sup>

<sup>57</sup> Vgl. ACM (2021). Gegen den entsprechenden Beschluss für den niederländischen Transportnetzbetreiber wurde allerdings von Seiten größerer Abnehmer Klage eingereicht. Das zuständige Gericht geht für die Verteilernetzbetreiber ebenfalls von entsprechenden Klagen, so dass die Festlegung für die Verteilernetzbetreiber noch nicht als endgültig anzusehen ist (Janssen und Jacobs (2021:2)).

<sup>58</sup> ACM (2021: Rn. 52), eigene Übersetzung.

<sup>59</sup> ACM (2021: Rn. 52ff.). ACM geht somit implizit von Kostenremanenz aus, zumindest temporär. Zur Kostenremanenz siehe auch Fußnote 32 in Abschnitt 2.2.1.

<sup>60</sup> ACM (2021: Rn. 157).

<sup>61</sup> ACM (2021: Rn. 163).

<sup>62</sup> ACM (2021: Rn 384). Dies bedeutet, dass die Rückbaukosten nicht mehr Bestandteil des Erlösbudgets der Gasverteilernetzbetreiber sein werden, sondern entsprechend dem Anfall erstattet und direkt an die Netznutzer durchgereicht werden.

<sup>63</sup> Der wesentliche konzeptionelle Unterschied zwischen Yardsticking im Vergleich zum Revenue Cap liegt in der Exogenität der Kostenbasis, d.h. inwiefern die zugrunde gelegten Kosten zur Ermittlung der erlaubten Erlöse durch den Netzbetreiber beeinflusst werden können. Während beim Revenue Cap die unternehmensindividuellen Kosten die Ausgangsbasis bilden und mithin weitgehend endogen sind, wird beim Yardsticking auf die durchschnittlichen Kosten anderer, vergleichbarer Unternehmen abgestellt. Die Kostenbasis ist daher größtenteils exogen. Für weitere Details siehe z.B. Stronzik (2013).

<sup>64</sup> ACM (2021: Rn. 294), eigene Übersetzung.

#### 2.2.3.4 Zusammenfassung der internationalen Regulierungspraxis

Insgesamt zeigen die Länderbeispiele, dass die Entwicklungen aufgrund der angestrebten Energiewende durchaus Berücksichtigung in den Regulierungsregimen finden. Diese Berücksichtigung findet aber in der Regel nicht bei der Berechnung des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts statt.

### 2.3 Zwischenfazit

Aus den regulatorischen Rahmenbedingungen für die österreichischen Gasverteilernetzbetreiber sind vor allem zwei Punkte wesentlich. Zum einen sollte die Ermittlung des generellen X-Faktors aufgrund des Designs der gegenwärtigen Anreizregulierung allein auf die operativen Kosten abstellen. Der Faktor entfaltet durch den Kapitalkostenabgleich keine Wirkung auf die CAPEX. Zum anderen ist eine Differenzialbetrachtung à la Bernstein und Sappington aufgrund der Inflationierung der Kostenbasis mittels eines sektoralen Inputpreisindex (NPI) obsolet. Der generelle X-Faktor kann direkt als Änderung der sektoralen OPEX-basierten Faktorproduktivität berechnet werden.

Hinsichtlich möglicher Implikationen aus den politischen Entscheidungen, insbesondere dem Ziel einer klimaneutralen Energiewirtschaft und der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung bis zum Jahr 2040, besteht derzeit noch eine große Ungewissheit, wie mögliche Entwicklungspfade zukünftig aussehen werden. Die wissenschaftliche Diskussion über eine entsprechende Anpassung des Xgen für Gasverteilernetzbetreiber ist zudem eher schwach ausgeprägt. Es können keine zusätzlichen Erkenntnisse hinsichtlich der Festlegung des generellen X-Faktors für Gasverteilernetzbetreiber vor dem Hintergrund der durch die Energiewende bedingten Anpassungsprozesse abgeleitet werden. In einzelnen europäischen Ländern ist der genannte Aspekt den Regulierungsbehörden bei der Festlegung der Parameter für die nächste Regulierungsperiode durchaus bewusst. Es findet jedoch i. d. R. eine Anpassung nicht bei der Berechnung des Xgen sondern durch andere Regulierungsinstrumente (z. B. über Investitions- bzw. Innovationsbudgets, Anpassung des WACC oder Anpassung der Abschreibungsregeln) statt. Es empfiehlt sich daher, schon aus Gründen der Reduktion von Komplexität, den generellen X-Faktor weiterhin auf Basis von Vergangenheitswerten zu berechnen und die veränderten Rahmenbedingungen mittels anderer Regulierungsinstrumente zu berücksichtigen. Im österreichischen Kontext könnten sich z. B. neben dem Kapitalkostenabgleich die in Kapitel 11 der Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode aufgeführten Instrumente (z. B. Abschreibungsdauern) anbieten.<sup>65</sup>

---

<sup>65</sup> E-Control (2017: 39ff.).

### 3 Bestimmung des generellen X-Faktors auf Basis unternehmensspezifischer Daten

Im Rahmen dieses Gutachtens erfolgen die Analysen zum generellen X-Faktor ausschließlich auf Basis unternehmensspezifischer Daten von österreichischen Gas-Verteilernetzbetreibern. Im Gegensatz zu höher aggregierten Daten aus der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) erlauben sie grundsätzlich eine deutlich bessere Abbildung der realen Verhältnisse des Sektors, da in der VGR in der Regel keine netzspezifischen Aggregate vorliegen.<sup>66</sup> Daher werden an dieser Stelle auch nur Methoden betrachtet, die insbesondere auf die Evaluierung unternehmensspezifischer Daten abstellen, so dass auf eine Beschreibung des Törnqvist-Indexes, der in der Regel auf VGR-Daten basiert, verzichtet wird.<sup>67</sup>

Zur Ermittlung des sektoralen technischen Fortschritts auf Basis unternehmensspezifischer Daten werden im Rahmen dieses Gutachtens die folgenden drei grundsätzlichen methodischen Ansätze betrachtet:

- Malmquist-Index auf Basis der Data Envelopment Analysis (Malmquist-DEA),
- Malmquist-Index auf Basis der Stochastic Frontier Analysis (Malmquist-SFA),
- Regression auf Basis von Ordinary Least Squares (OLS) mit Zeittrend.

Die drei Ansätze werden im Folgenden mit ihren wesentlichen Charakteristika und den erforderlichen Annahmen kurz beschrieben.<sup>68</sup> Anschließend werden die jeweiligen Vor- und Nachteile aufgelistet und in einem Methodenvergleich gegenübergestellt.

#### 3.1 Kurzbeschreibung der Methoden

##### 3.1.1 Malmquist-DEA

Namensgeber des Malmquist-Indexes ist Sten Malmquist (1953), wobei seine Verwendung als Produktivitätsindex auf Caves et al. (1982a,b) zurückgeht. Der Malmquist-Index basiert auf der Grundidee, die Änderung von statischen Effizienzwerten (gemessen durch Input- oder Output-Distanz-Funktionen) in unterschiedlichen Perioden miteinander zu vergleichen und daraus die Produktivitätsentwicklung abzuleiten. Dabei werden die Beobachtungen der ersten und zweiten Periode gegen die Effizienzgrenze der ersten Periode gebenchmarkt, die somit in diesem Fall als Referenztechnologie dient. Selbiges erfolgt auch unter Verwendung der Effizienzgrenze der zweiten Periode als Referenztechnologie. Anschließend wird das geometrische Mittel der Ergebnisse für die beiden Referenztechnologien gebildet. Dabei kann der Malmquist-Index in einen Aufholeffekt

<sup>66</sup> Siehe z. B. Schweinsberg et al. (2012).

<sup>67</sup> Zum Törnqvist-Index siehe z. B. Liebe et al. (2017: 40ff. und 68ff.) und die dort zitierte Literatur.

<sup>68</sup> Für weitergehende Informationen (auch zu weiteren methodischen Ansätzen) siehe z. B. Coelli et al. (2005), Kumbhakar et al. (2015), Gugler et al. (2012) und Liebe et al. (2017).

(Catch-up) und den Frontier Shift zerlegt werden.<sup>69</sup> Somit ist er ein auf die Verschiebung der Effizienzgrenze über die Zeit abstellendes (frontierbasiertes) Maß für die Produktivitätsentwicklung.

Bei der Malmquist-DEA wird zur Ableitung der Effizienzwerte die Data Envelopment Analysis (DEA) verwendet. Bei der DEA wird die Effizienzgrenze mittels linearer Programmierung aus der Menge der Beobachtungen ermittelt.<sup>70</sup> Da keine funktionalen Zusammenhänge unterstellt werden müssen, kann sie als nichtparametrisches und deterministisches Verfahren zur Ableitung der Effizienzgrenze klassifiziert werden. Neben der Separierbarkeit von Frontier Shift und Catch-up ist ein weiterer wesentlicher Vorteil, dass die Methodik kaum Annahmen erfordert und somit auch bei kleineren Stichproben anwendbar ist. In der Regel ist lediglich eine Annahme über die Skalenerträge erforderlich. Hinsichtlich des österreichischen Regulierungskontexts ist es ratsam, wie beim statischen Effizienzvergleich der ersten drei Anreizregulierungsperioden konstante Skalenerträge (constant returns to scale, CRS) zu unterstellen, um die Ableitung des sektoralen technischen Fortschritts möglichst konsistent in den derzeit bestehenden Regulierungsrahmen einzubetten. Allerdings ist die DEA relativ anfällig gegenüber Ausreißern, die zu verzerrten Ergebnissen führen können. Bei der DEA ist es daher stets ratsam, vorweg eine Ausreißeranalyse durchzuführen.

### 3.1.2 Malmquist-SFA

Bei der Malmquist-SFA wird anstelle der DEA die Stochastic Frontier Analysis (SFA) als Benchmarkingmethodik zugrunde gelegt. Der Ansatz der SFA geht zurück auf Aigner et al. (1977). Zwei wesentliche Merkmale sind für diese Methode charakteristisch. Zum einen ist dies die parametrische Konstruktion der Produktionsfunktion (bzw. Kostenfunktion) und zum anderen die stochastische Interpretation der Effizienzgrenze. Letzteres bedeutet, dass die zu schätzende Funktion zwei stochastische Terme beinhaltet, den üblichen Fehlerterm und einen Term zur Modellierung der Ineffizienz. Dementsprechend muss einerseits eine Annahme über die funktionalen Zusammenhänge zwischen Inputs und Outputs getroffen werden und andererseits ist es unabdingbar, Verteilungsannahmen hinsichtlich der beiden stochastischen Elemente der SFA zu treffen, dem Fehler- und dem Ineffizienzterm.<sup>71</sup>

Im Rahmen dieses Gutachtens wird die Malmquist-SFA analog zu Coelli et al. (2005: 300ff.) verstanden. Dies bedeutet, dass eine Panelschätzung<sup>72</sup> erfolgt und die Schätzfunktion einen Zeittrend enthält. Dadurch können die beiden Komponenten des

<sup>69</sup> Diese Zerlegung geht auf Färe et al. (1989, 1994) zurück.

<sup>70</sup> Für eine ausführlichere Beschreibung siehe z. B. Gugler et al. (2012) und Liebe et al. (2017).

<sup>71</sup> Für eine ausführlichere Beschreibung siehe z. B. Kumbhakar et al. (2015).

<sup>72</sup> Bei einer Panelschätzung haben die Datenpunkte eine Querschnitts- (Netzbetreiber als Beobachtungseinheit) und eine Zeitdimension. Somit können sowohl Unterschiede zwischen den einzelnen Beobachtungseinheiten (Heterogenität) als auch Entwicklungen über die Zeit berücksichtigt und analysiert werden.

Malmquist-Indexes (Catch-up und Frontier Shift) direkt geschätzt werden.<sup>73</sup> Der Frontier Shift ergibt sich als partielle Ableitung der Schätzfunktion nach der Zeit.

Ein Vorteil der Malmquist-SFA ist, dass sie aufgrund der Stochastik weniger anfällig gegenüber Ausreißern ist als die Malmquist-DEA. Auch bei der Malmquist-SFA lassen sich grundsätzlich individuelle Aufholeffekte und sektorale Produktivitätssteigerungen aufgrund technischen Fortschritts separat voneinander bestimmen. Allerdings erfordert die Methodik sehr große Stichprobenumfänge. Daher kann der Ansatz oft nur in einer reduzierten Version als sogenanntes gepooltes Modell angewendet werden, so dass die in der Panelstruktur eigentlich enthaltenen Informationen nicht vollständig ausgenutzt werden können. Ein weiteres Problem bei einer zu geringen Beobachtungsanzahl ist, dass aufgrund unzureichender Freiheitsgrade bei der Schätzung nicht mehr hinreichend zwischen Ineffizienz- und Fehlerterm unterschieden werden kann, so dass ein Großteil eigentlich vorhandener Ineffizienz als Noise interpretiert wird. In diesem Fall nähert sich die Malmquist-SFA einer OLS mit Zeittrend an.<sup>74</sup> Bei zu kleinen Stichproben kann es zudem zu Konvergenzproblemen kommen, so dass keine Ergebnisse ermittelt werden können.

### 3.1.3 OLS mit Zeittrend

Eine dritte Möglichkeit zur Bestimmung der Produktivitätsentwicklung besteht mittels einer Regression der Produktions-/ Kostenfunktion auf Basis von Ordinary Least Squares (OLS) unter zusätzlicher Berücksichtigung eines Zeittrends.<sup>75</sup> Über die Ableitung der Schätzfunktion nach der Zeit kann die sektorale Produktivitätsentwicklung über die Zeit ermittelt werden. Bei der Modellierung eines linearen Zeittrends gibt der geschätzte Koeffizient des Zeittrends direkt an, wie sich die Effizienz von der einen auf die andere Periode im Durchschnitt verändert hat. Die Variable misst somit die Änderung der abhängigen Variable, die nicht durch die Veränderung der anderen Regressoren erklärt wird oder im Fehlerterm enthalten ist. Es wird ein durchschnittlicher Zusammenhang zwischen der abhängigen und den unabhängigen Variablen ermittelt.

Im Gegensatz zur Malmquist-SFA wird kein Term für die Ineffizienz berücksichtigt, so dass allein Annahmen über die funktionale Form der Schätzgleichung und die Verteilung des Fehlerterms erforderlich sind. Daher ist es aber nicht möglich, den Frontier Shift vom Catch-up-Effekt zu trennen. Dies bedeutet, dass nicht unterschieden werden kann

---

<sup>73</sup> Eine andere Möglichkeit besteht in einer Ableitung des Frontier Shifts nach der DEA-Logik. Konkret wird in diesem Fall für jede Periode jeweils eine separate SFA gerechnet, um die Distanzen jeweils gegenüber der relevanten Effizienzgrenze in Periode 1 bzw. Periode 2 zu bestimmen. Dies bedeutet, dass die sogenannten Kreuzdistanzen (Beobachtungen der ersten Periode vs. Effizienzgrenze der zweiten Periode und vice versa) deterministisch nach der DEA Logik ermittelt werden. Somit gehen die Vorteile des stochastischen und parametrischen Ansatzes der SFA gegenüber dem deterministischen und nichtparametrischen Ansatzes der DEA – zumindest teilweise – verloren. Aus diesem Grund wird diese Vorgehensweise nicht weiter verfolgt.

<sup>74</sup> Siehe z. B. Deuchert (2017).

<sup>75</sup> Vgl. z. B. Gugler und Liebensteiner (2016, 2017) und Schmitt et al. (2017).



zwischen Produktivitätssteigerungen aufgrund von individuellen Aufholeffekten eines Netzbetreibers und der Verschiebung der Effizienzgrenze aufgrund einer veränderten sektorweiten Referenztechnologie. Folglich wird jegliche durchschnittliche Produktivitätsverbesserung als Frontier Shift klassifiziert. Dies kann letztendlich zu einer Unterschätzung des Frontier Shifts führen, sofern individuelle Ineffizienzen über die Zeit steigen (negativer Catch-up). Im Fall eines zunehmenden Abbaus der Ineffizienzen (positiver Catch-up) wird der Frontier Shift hingegen überschätzt.

Diesem Nachteil steht jedoch eine Reihe von Vorteilen gegenüber. So ist der Ansatz aufgrund der Stochastik und der Durchschnittsorientierung weniger anfällig gegenüber Ausreißern als die Malmquist-SFA. Die Nichtberücksichtigung des Ineffizienzterms umgeht auch mögliche Konvergenzprobleme, wie sie bei der SFA auftreten. Dies impliziert zudem eine tendenziell deutlich höhere Robustheit der Ergebnisse. Bereits kleinere Stichproben können zu aussagekräftigen Ergebnissen führen. Das Datenerfordernis ist bei der OLS erheblich geringer als bei der Malmquist-SFA. Anstelle eines gepoolten Modells können häufiger die Informationen aus der Panelstruktur der Daten nutzbar gemacht werden, indem sowohl die Zeit- als auch die Querschnittsdimension berücksichtigt werden.

### 3.2 Methodenvergleich

Tabelle 3-1 fasst die wesentlichen Aspekte der drei betrachteten Ansätze zur Bestimmung der Produktivitätsentwicklung im Überblick zusammen. Wie aus der Tabelle ersichtlich wird, ist kein Ansatz den anderen Vorgehensweisen aus theoretischer Sicht eindeutig überlegen. Daher werden die Ansätze nachfolgend vor dem konkreten Regulierungskontext österreichischer Gasverteilernetzbetreiber diskutiert.

Ein Charakteristikum der österreichischen Anreizregulierung ist, dass die Stichprobe für Netzbetreiber, für die entsprechende Daten vorliegen, relativ klein ist. Das dargestellte Regulierungssystem gilt generell für alle Gasverteilernetzbetreiber in Österreich, welche die Ebenen 2 und/oder 3 betreiben. Dies traf in der dritten Regulierungsperiode auf 20 Unternehmen zu.<sup>76</sup>

Daher ist es fraglich, ob eine Malmquist-SFA hinreichend aussagekräftig ist. Es könnten Konvergenzprobleme auftreten mit der Folge, dass keine Ergebnisse ermittelt werden können. Voraussichtlich müsste auf ein gepooltes Modell zurückgegriffen werden, so dass die eigentlich vorliegende Panelstruktur nur sehr eingeschränkt nutzbar wäre. Beim vorliegenden Stichprobenumfang dürfte zudem die Trennschärfe zwischen Ineffizienz- und Fehlerterm reduziert sein, so dass der Ansatz nahe an einer OLS mit Zeittrend liegt und somit seinen Vorteil hinsichtlich der Separierbarkeit von Catch-up und Frontier Shift nur unzureichend entfalten kann.

---

<sup>76</sup> Vgl. E-Control (2017: 9).

Tabelle 3-1: Methodenvergleich

	Malmquist-DEA	Malmquist-SFA	OLS mit Zeittrend
Charakteristika	Frontierbasiert Nichtparametrisch Deterministisch	Frontierbasiert Parametrisch Stochastisch	Durchschnittsorientiert Parametrisch Stochastisch
Annahmen	Skalenerträge	Funktionale Form Verteilung Fehler- und Ineffizienzterm	Funktionale Form Verteilung Fehlerterm
Vorteile	Anknüpfend an DEA aus regulatorischem Benchmarking Separierbarkeit von Catch-up und Frontier Shift Wenig annahmeintensiv	Grundsätzlich Catch-up und Frontier Shift separierbar Weniger anfällig gegenüber Ausreißern	Anknüpfend an MOLS aus regulatorischem Benchmarking Weniger datenintensiv Wenig anfällig gegenüber Ausreißern Panelstruktur häufiger nutzbar
Nachteile	Anfällig gegenüber Ausreißern (Selektionseffekte, Mess- und Datenfehler)	Keine Entsprechung im regulatorischen Benchmarking Sehr datenintensiv Konvergenzprobleme und unzureichende Trennschärfe zwischen Ineffizienz- und Fehlerterm bei kleineren Stichproben Oft nur als pooled-Variante möglich	Keine Separierbarkeit von Catch-up und Frontier Shift

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Aus diesen Gründen bietet es sich an, anstelle der Malmquist-SFA eher auf die OLS mit Zeittrend zurückzugreifen, zumal die SFA im österreichischen Kontext auch nicht zum Effizienzvergleich herangezogen wird. Als stochastisches Verfahren wird anstelle der SFA der Modified Ordinary Least Squares (MOLS) Ansatz als Benchmarkingmethode zur Ableitung der individuellen X-Faktoren verwendet. Wie die Namen es verraten, haben die MOLS und die OLS mit Zeittrend eine gemeinsame Basis und stellen auf den Durchschnitt ab.<sup>77</sup> Ferner sollten sich aus theoretischer Sicht die Unterschiede in den individuellen Effizienzwerten zwischen den Netzbetreibern verringern, je länger eine Anreizregulierung vorhanden ist. Reziprok sinkt die Relevanz des Vorteils der Separier-

<sup>77</sup> Bei der MOLS wird ein durchschnittlicher Zusammenhang zwischen abhängiger und unabhängiger Variable geschätzt. Die Effizienzgrenze ergibt sich durch eine Parallelverschiebung der mittels OLS bestimmten Schätzfunktion. Näheres siehe z. B. Gugler et al. (2012).



barkeit von Catch-up und Frontier Shift bei der Bestimmung des sektoralen technischen Fortschritts. Zu guter Letzt sei darauf hingewiesen, dass die Festlegung des generellen X-Faktors für die Gasverteilernetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode ebenfalls auf Analysen auf Basis einer OLS mit Zeittrend fußte.<sup>78</sup>

Allerdings sollte das Argument der Separierbarkeit von Catch-up und Frontier Shift für die vierte Regulierungsperiode nicht gänzlich vernachlässigt werden. Daher bietet es sich an, neben der OLS mit Zeittrend auch eine Malmquist-DEA zur Bestimmung des sektoralen Produktivitätsfortschritts heranzuziehen, um die Ergebnisse der OLS mit Zeittrend zu plausibilisieren. Dies hat den Vorteil, dass hierdurch das Vorgehen beim statischen Effizienzvergleich dupliziert werden könnte und somit eine Konsistenz innerhalb des bestehenden Regulierungsrahmens gewährleistet ist.<sup>79</sup> Analog dem Effizienzvergleich wird es somit ermöglicht, die Vorteile der DEA (geringe Annahmeintensität) mit jenen der stochastischen Methoden (geringere Anfälligkeit gegenüber Ausreißern) zu kombinieren.

Insbesondere vor dem Hintergrund der im regulatorischen Benchmarking in Österreich verwendeten Methoden der MOLS und der DEA wird daher vorgeschlagen, für die Bestimmung des sektoralen technischen Fortschritts sowohl eine OLS mit Zeittrend als auch eine Malmquist-DEA heranzuziehen. Die Wahl unterschiedlicher Methoden verbessert durch die sich daraus ergebende methodische Sensitivität zudem tendenziell die Robustheit der Ergebnisse.

---

<sup>78</sup> Vgl. E-Control (2017).

<sup>79</sup> Für die Ermittlung der Effizienzwerte österreichischer Gasverteilernetzbetreiber wird beim Effizienzvergleich neben der MOLS auch die DEA angewendet. Vgl. E-Control (2017).

## 4 Quantitative Analysen

In diesem Kapitel werden die quantitativen Analysen zur Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Gasverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der vierten Regulierungsperiode vorgestellt. Die Analysen fußen auf einem von der E-Control zur Verfügung gestellten Datensatz, der Informationen für 19 Netzbetreiber zu operativen Kosten, Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHKs) und diversen potenziellen Kostentreibern für den Zeitraum 2002 bis 2020 enthält.<sup>80</sup> Da auf die OPEX abgestellt wird, wird einleitend eine eigenständige Kostentreiberanalyse durchgeführt. Die Ergebnisse aus der Kostentreiberanalyse bilden die Grundlage für die sich daran anschließenden Berechnungen zum generellen X-Faktor für die österreichischen Gasverteilernetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode. Gemäß der in Abschnitt 3.2 abgeleiteten Empfehlung erfolgen die Berechnungen zum einen mittels einer OLS mit Zeittrend und zum anderen mittels einer Malmquist-DEA. In Abschnitt 4.4 wird eine mögliche Spannweite für die Festlegung eines Wertes für den generellen X-Faktor abgeleitet.

### 4.1 Kostentreiberanalyse

Der Datensatz der E-Control enthält Informationen zu den potenziellen Kostentreibern sowie den OPEX der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber. Diese Informationen liegen in der übermittelten Ursprungsversion der Datenbasis disaggregiert zwischen den Netzebenen 2 und 3 vor, wobei die durch E-Control vorgenommenen Kostenbereinigungen in den OPEX der Ebene 3 enthalten sind. Insgesamt lassen sich die Kostentreiber in sechs unterschiedliche Kategorien unterteilen: Arbeit (in MWh), Gaseinsatz (in MW), Spitzenlast (in MW), Leitungslänge (in km), Hausanschlüsse sowie Zählpunkte (ZP)/Zähler (siehe Tabelle 4-1).

Daher wurden der eigentlichen Kostentreiberanalyse Überlegungen vorgeschaltet, inwiefern diese disaggregierten Informationen für eine feiner gegliederte Kostentreiberanalyse nutzbar gemacht werden können. Insbesondere wurde der Frage nachgegangen, ob sich unterschiedliche Muster (systematische Zusammenhänge) zwischen den OPEX und potenziellen Kostentreibern für die beiden Ebenen 2 und 3 ergeben. Dies könnte z. B. dann gegeben sein, wenn die OPEX auf den Ebenen 2 und 3 durch unterschiedliche Kostentreiber bedingt sind. Grundsätzlich unterschiedliche Muster hätten eine ebenenspezifische Betrachtung bei den späteren Analysen zur Folge. Ferner wurde analysiert, ob spezifische Gewichte für die Aggregation potenzieller Kostentreiber über beide Ebenen oder Druckstufen (insbesondere bei den Leitungslängen) identifizierbar sind.

---

<sup>80</sup> Für einen der 20 unter die Anreizregulierung fallenden Netzbetreiber liegen keine Daten vor. Ferner ist der Datensatz kein vollständig balanciertes Panel (*balanced panel*). Für einige Netzbetreiber fehlen in einzelnen Jahren Daten zu bestimmten Variablen, so dass die Beobachtungsanzahl je nach gewähltem Ansatz schwankt. Deskriptive Statistiken zu den wesentlichen Variablen sind in Tabelle A-1 im Annex zu finden.

Tabelle 4-1: Variablenliste für die Vorüberlegungen

Abhängige Variable [C <sub>it</sub> ]	Kürzel
OPEX_Ebene.2	opex.2
OPEX_Ebene.3_Bereinigt	opex.3.adjust

Potenzieller Kostentreiber [Y <sub>it</sub> ]	Kürzel
<i>Kategorie Arbeit</i>	
Abgabe.Arbeit.inkl..Erdgastankstellen_Ebene.2	abgabe.arbeit.konsum.2
Abgabe.Arbeit.inkl..Erdgastankstellen_Ebene.3	abgabe.arbeit.konsum.3
Abgabe.Arbeit.Weiterverteiler_Ebene.2	abgabe.arbeit.verteil.2
Abgabe.Arbeit.Weiterverteiler_Ebene.3	abgabe.arbeit.verteil.3
<i>Kategorie Gaseinsatz</i>	
Höchster.Gaseinsatz.-.Stunde	max.gas.hour
Höchster.Gaseinsatz.-.Tag	max.gas.day
<i>Kategorie Spitzenlast</i>	
Spitzenlast.Stunde_Ebene.2	peak.load.2
Spitzenlast.Stunde_Ebene.3	peak.load.3
<i>Kategorie Leitungslänge</i>	
Leitungslänge.<300_Ebene.2	netlength.u300.2
Leitungslänge.300-600_Ebene.2	netlength.300_600.2
Leitungslänge.>600_Ebene.2	netlength.l600.2
Leitungslänge.Summe_Ebene.2	netlength.total.2
Leitungslänge.<300_Ebene.3	netlength.u300.3
Leitungslänge.300-600_Ebene.3	netlength.300_600.3
Leitungslänge.>600_Ebene.3	netlength.l600.3
Leitungslänge.Summe_Ebene.3	netlength.total.3
<i>Kategorie Hausanschlüsse</i>	
Anzahl.der.Hausanschlüsse_Ebene.2	num.hh.2
Anzahl.der.Hausanschlüsse_Ebene.3	num.hh.3
<i>Kategorie Zählpunkte (ZP)/Zähler</i>	
ZP.Anzahl_Ebene.2_Gemessen	num.meter.2.measure
ZP.Anzahl_Ebene.2_Nicht.gemessen	num.meter.2.n.measure
ZP.Anzahl_Ebene.2_Tankstelle	num.meter.2.petrol
ZP.Anzahl_Ebene.3_Gemessen	num.meter.3.measure
ZP.Anzahl_Ebene.3_Nicht.gemessen	num.meter.3.n.measure
ZP.Anzahl_Ebene.3_Tankstelle	num.meter.3.petrol
Zähler_Ebene.2	num.meter.2.end.user
Zähler_Ebene.3	num.meter.3.end.user

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

Für beide Aspekte können keine Anhaltspunkte identifiziert werden, weder für die ebenspezifischen Muster noch für die Wahl spezifischer Gewichtungen. Ein Grund ist, dass einige Netzbetreiber nur auf der Netzebene 3 aktiv sind. Folglich sind bei diesen Unternehmen keine Informationen für andere Netzebenen vorhanden. Ein weiterer Grund ist, dass die Kostenbereinigungen für das Gesamtunternehmen nur in den OPEX der Netzebene 3 enthalten sind, was die ebenenbezogenen Betrachtungen tendenziell verzerrt.

Aus diesen Gründen erfolgte die eigentliche Kostentreiberanalyse übergreifend über beide Ebenen. Wie aus Tabelle 4-2 hervorgeht, werden als abhängige Variable die bereinigten OPEX als Summe der OPEX über beide Ebenen herangezogen. Aufgrund des Settings einer Kostentreiberanalyse ohne die Verwendung von Preisinformationen werden nur die mittels NPI deflationierten OPEX verwendet.<sup>81</sup> Bei der Aggregation potenzieller Kostentreiber muss zwischen drei Fällen unterschieden werden. Bei den Kategorien Gaseinsatz und Spitzenlast erfolgt keine Aggregation.<sup>82</sup> Hier werden die ebenspezifischen Informationen in Originalform verwendet. Bei den Netzlängen werden die auch von E-Control verwendeten Gewichtungen herangezogen, da die Vorüberlegungen in dieser Hinsicht keine Erkenntnisse hervorgebracht haben, von diesem Vorgehen bzw. den verwendeten Gewichtungen abzuweichen. Die restlichen Kategorien werden aus dem gleichen Grund mittels einfacher Summation aggregiert.

Tabelle 4-2: Variablenliste für die Kostentreiberanalyse

Abhängige Variable [ $C_{it}$ ]	Anmerkung
OPEX bereinigt und deflationiert mittels NPI	Summe über beide Ebenen

Potenzieller Kostentreiber [ $Y_{it}$ ]	Anmerkung
<i>Kategorie Arbeit</i>	
Abgabe Arbeit inkl. Erdgastankstellen	Summe über beide Ebenen
Abgabe Arbeit Weiterverteiler	Summe über beide Ebenen
Abgabe Arbeit	Summe über beide Ebenen und Kategorien
<i>Kategorie Gaseinsatz</i>	
Höchster Gaseinsatz pro Stunde	original
Höchster Gaseinsatz pro Tag	original
<i>Kategorie Spitzenlast</i>	
Spitzenlast Ebene 2	original
Spitzenlast Ebene 3	original

<sup>81</sup> Für die Deflationierung von Wertgrößen wird in den weiteren Analysen immer der NPI verwendet.

<sup>82</sup> Der höchste Gaseinsatz wird per definitionem über alle Ebenen betrachtet. Eine Aggregation ist daher obsolet. Die Spitzenlast wird zwar ebenenspezifisch aufgeführt. Aufgrund unterschiedlicher Zeitpunkte, wann diese Last in den Netzebenen 2 und 3 anfällt, können diese Werte jedoch nicht aggregiert werden.

Potenzieller Kostentreiber [ $Y_{it}$ ]	Anmerkung
<i>Kategorie Leitungslänge</i>	
Leitungslänge < 300	Gewichtete Summe über beide Ebenen
Leitungslänge 300 - 600	Gewichtete Summe über beide Ebenen
Leitungslänge > 600	Gewichtete Summe über beide Ebenen
Leitungslänge gesamt	Gewichtete Summe über beide Ebenen und alle Kategorien
<i>Kategorie Hausanschlüsse</i>	
Anzahl der Hausanschlüsse	Summe über beide Ebenen
<i>Kategorie Zählpunkte (ZP)/Zähler</i>	
Zählpunkte gemessen	Summe über beide Ebenen
Zählpunkte nicht gemessen	Summe über beide Ebenen
Zählpunkte Tankstellen	Summe über beide Ebenen
Zählpunkte insgesamt	Summe über beide Ebenen und alle Kategorien
Zähler	Summe über beide Ebenen
<i>Kategorie Sonstiges</i>	
Zeittrend	linear und quadriert
Dummies	Anreizregulierung, Regulierungsperioden

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Alle Variablen (bis auf jene der Kategorie Sonstiges) gehen logarithmiert in die Analysen ein.<sup>83</sup> Die Liste potenzieller Kostentreiber wurde zudem um einen Zeittrend (linear und quadriert) sowie diverse Dummyvariablen ergänzt. Die Dummyvariablen sollen für Effekte kontrollieren, die z. B. auf die Einführung der Anreizregulierung oder einzelne Regulierungsperioden zurückzuführen sind.

Die quantitative Kostentreiberanalyse erfolgte mittels ökonometrischer Panelanalyse. Vorbereitend wurden umfangreiche Tests durchgeführt, um die grundsätzliche Struktur des Panels zu identifizieren. Nachfolgend werden nur die für die weiteren Diskussionen wesentlichen Ergebnisse kurz aufgelistet. Zunächst wurden alle Variablen aus Tabelle 4-2 (bis auf die Kategorie Sonstiges) auf das Vorliegen einer Einheitswurzel („unit root“) getestet. Da ein unbalanced Panel vorliegt, wurde ein Test nach Art von Fisher verwendet.<sup>84</sup> Es wurden keine „unit roots“ identifiziert, so dass in den (logarithmierten) Niveaus geschätzt werden kann. Differenzenbildungen sind nicht erforderlich. Beim F-Test auf firmenspezifische fixe Effekte wird die Nullhypothese (kein Vorliegen von fixen Effekten) auf dem 1 % Niveau abgelehnt. Daraus folgt, dass Panelschätzungen unter Verwendung

<sup>83</sup> Durch die Schätzung in Logarithmen können die Koeffizienten als Elastizitäten interpretiert werden.

<sup>84</sup> Vgl. Choi (2001). Variablen mit einer Einheitswurzel folgen einem nichtstationären Prozess. Schätzungen unter Verwendung zugleich stationärer und nichtstationärer Variablen können zu Scheinkorrelationen und verzerrten Ergebnissen führen. Abhilfe kann geschaffen werden, wenn die nichtstationäre Variable entsprechend als Differenz Eingang in die Schätzung findet (vgl. z. B. Baltagi 2005: Ch. 12).

firmenspezifischer fixer Effekte erfolgen sollten, da unbeobachtete individuelle Heterogenität gegeben ist. Der Hausman-Test, der darauf testet, ob eher ein Ansatz mit Fixed Effects (FE-Schätzung) oder ein Ansatz mit Random Effects (RE-Schätzung) gewählt werden sollte, ergab ein ambivalentes Bild. Je nach Modellspezifikation wurde das Vorliegen von Random Effects oder von Fixed Effects als zu präferierender Ansatz identifiziert. Aufgrund dieses ambivalenten Ergebnisses des Hausman Tests werden in den in Abschnitt 4.2 folgenden ökonometrischen Analysen beide Modelle herangezogen.

Die Kostentreiberanalyse erfolgt daher ebenfalls sowohl auf Basis einer FE- als auch auf Basis einer RE-Schätzung. Ähnlich dem Vorgehen in Stronzik und Wissner (2018) wird bei der Kostentreiberanalyse nach dem Optimum aus allen möglichen Variablenkombinationen gesucht. Die Berücksichtigung eventueller linearer Abhängigkeiten (z. B. zwischen den Variablen innerhalb einer Kategorie) wird durch entsprechende Clusterbildung Rechnung getragen. Dadurch wird ausgeschlossen, dass das Ergebnis durch lineare Abhängigkeiten zwischen einzelnen Variablen verzerrt ist.

Das Zielkriterium basiert auf einer Kombination aus dem adjustierten Akaike Informationskriterium (AIC) und dem Informationskriterium nach Schwarz (BIC). Bei der Auswahl möglicher Erklärungsvariablen besteht ein Trade-off zwischen Erhöhung des Erklärungsgehalts und Modellkomplexität. Die verschiedenen zur Verfügung stehenden Selektionskriterien unterscheiden sich in der Regel darin, wie die Hinzunahme weiterer Erklärungsvariablen und somit die Zunahme der Modellkomplexität sanktioniert wird. So führt die alleinige Verwendung des AIC als Selektionskriterium tendenziell zu einer unnötig hohen Modellkomplexität (Overfitting), während das BIC eine Tendenz zum Underfitting aufweist. Durch die Verwendung einer Kombination aus beiden Kriterien kann ein Ausgleich dieser Tendenzen erreicht werden.<sup>85</sup>

Sowohl bei den FE- als auch bei den RE-Schätzungen werden die Summe der Netzlänge über beide Ebenen und alle Nenndurchmesser (*netlength.total*) sowie die Summe der Zähler über beide Ebenen (*num.meter.end.user*) als relevante Kostentreiber identifiziert. Während keine der Dummyvariablen als einschlägig identifiziert wird, wird der Zeittrend in linearer und quadrierter Form als aufzunehmender Treiber für die OPEX identifiziert.

## 4.2 Ökonometrischer Ansatz

Im Folgenden wird die Schätzung des generellen X-Faktors der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber mittels verschiedener Regressionsanalysen vorgestellt. Hierbei werden die unternehmensspezifischen OPEX durch die in Kapitel 4.1 identifizierten Kostentreiber sowie einen linearen und quadrierten Zeittrend erklärt.

---

<sup>85</sup> Für weitergehende Erläuterungen zum gewählten Suchalgorithmus siehe Gluzman und Panigo (2015).

## 4.2.1 Schätzungen ohne Inputpreise

Im vorliegenden Regulierungskontext bezieht sich der generelle X-Faktor allein auf die durch technischen Fortschritt bedingten OPEX-bezogenen Produktivitätsänderungen des Sektors. Wir unterstellen hierbei eine OPEX Kostenfunktion, bei der die zu erklärende Variable die deflationierten OPEX sind. Als erklärende Variablen werden die Variablen *netlength.total* und *num.meter.end.user* sowie ein linearer und quadrierter Zeittrend verwendet.

In diesem Schritt der Analyse werden keine Inputpreise (wie beispielsweise ein Arbeitspreis) berücksichtigt. Dies wird damit begründet, dass keine verlässlichen unternehmensspezifischen Preisinformationen zu den relevanten Inputfaktoren vorliegen.<sup>86</sup> Durch das Fehlen dieser Inputpreise in der Kostenfunktion wird aus produktionstheoretischer Sicht keine Kostenfunktion im eigentlichen Sinn unterstellt, sondern der Einfluss der einzelnen Kostentreiber auf die OPEX geschätzt.

### 4.2.1.1 Methodischer Ansatz

In der Grundspezifikation (siehe Formel (4-1)) werden die realen bereinigten OPEX (*OPEX\_bereinigt*) des Unternehmens *i* zum Zeitpunkt *t* durch die gewichtete Netzlänge (*netlength.total*) und der Anzahl der Zähler (*num.meter.end.user*) erklärt. Alle Variablen wurden logarithmiert, bevor sie in die Schätzung eingehen. Um den generellen X-Faktor zu schätzen, wird ferner ein linearer und quadrierter Zeittrend (*t* und *t*<sup>2</sup>) in die Schätzgleichung mit aufgenommen. Durch die Aufnahme eines quadrierten Zeittrends kann sich die Änderungsrate des technischen Fortschritts über die Zeit verändern.<sup>87</sup>  $\alpha$  ist die Konstante, *i* sind die firmenspezifischen Effekte, und  $v_{it}$  ist der stochastische Fehlerterm.

$$\begin{aligned} \ln\left(\frac{OPEX_{bereinigt_{it}}}{NPI_t}\right) \\ = \alpha + \beta_1 \ln(netlength.total_{it}) \\ + \beta_2 \ln(num.meter.end.user_{it}) + \gamma_1 t + \gamma_2 t^2 + i + v_{it} \end{aligned} \quad (4-1)$$

Die vorgestellte Grundspezifikation orientiert sich an dem aktuellen Regulierungskontext und bezieht sich daher auf die OPEX und nicht die TOTEX der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber. Dies bedeutet, dass es sich um eine Partialanalyse handelt. Um eine mögliche OPEX-CAPEX-Substitution der Firmen zu berücksichtigen, wurde daher ein weiteres Modell definiert (siehe Formel (4-2)). Dieses beinhaltet neben den erklärenden Variablen aus der Grundspezifikation zusätzlich die realen, firmenspezifischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (*ahk/VPI*).

<sup>86</sup> Siehe hierzu auch Diskussion in Abschnitt 4.2.2.2.

<sup>87</sup> Als Robustheitstest wurde die Grundspezifikation auch ausschließlich mit einem linearen Zeittrend geschätzt.



$$\begin{aligned}
 \ln\left(\frac{OPEX_{bereinigt_{it}}}{NPI_t}\right) &= \alpha + \beta_1 \ln(netlength.total_{it}) \\
 &+ \beta_2 \ln(num.meter.end.user_{it}) + \beta_3 \ln\left(\frac{ahk_{it}}{VPI_t}\right) + \gamma_1 t \\
 &+ \gamma_2 t^2 + i + v_{it}
 \end{aligned} \tag{4-2}$$

Der jährliche generelle X-Faktor errechnet sich dann aus der negativen partiellen Ableitung des jeweiligen Modells nach  $t$ . Die Formel (4-3) zeigt diese Ableitung, die sowohl für die Grundspezifikation (Formel (4-1)) als auch für die zweite Spezifikation, die für eine potentielle OPEX-CAPX-Substitution kontrolliert (Formel (4-2)), gilt.

$$-\frac{\partial \ln(OPEX_{bereinigt_{it}}/NPI_t)}{\partial t} = (-1) \cdot (\gamma_1 + 2\gamma_2 t) \tag{4-3}$$

Mit der Aufnahme eines linearen und quadrierten Zeittrends in die Regressionsfunktion wird gleichzeitig ein funktionaler Zusammenhang des Zeittrends und der bereinigten OPEX angenommen. Dieser folgt auf Grund des quadrierten Terms einer Parabel. Dies führt bei einem positiven Koeffizienten des quadrierten Zeittrends ab einem gewissen Zeitpunkt per Annahme immer zu einer Abnahme des geschätzten technischen Fortschritts, unabhängig davon, ob dies durch die Datenlage am Ende des Beobachtungszeitraums noch unterstützt wird. Daher ist ein einfaches Fortschreiben des geschätzten technischen Fortschritts über den Betrachtungszeitraum hinaus oder die Betrachtung eines zu kurzen Stützintervalls nicht zu empfehlen.<sup>88</sup>

#### 4.2.1.2 Ergebnisse

Tabelle 4-3 zeigt die Schätzergebnisse der Grundspezifikation (Formel (4-1)). Das Modell wurde – wie in Abschnitt 4.1 ausgeführt – sowohl mittels Random-Effects-Modell (RE-Modell) als auch Fixed-Effects-Modell (FE-Modell) geschätzt. Beide Schätzverfahren beinhalten firmenspezifische fixe Effekte. Die ersten beiden Spalten der Tabelle zeigen die Schätzergebnisse ohne Ausreißeranalyse. Unabhängig vom gewählten Schätzverfahren sind die Koeffizienten aller Variablen statistisch signifikant und können ökonomisch sinnvoll interpretiert werden. So führt ein Ausbau des Netzes (Zunahme in der Variablen *netlength.total*) oder eine Zunahme von Zählern (*num.meter.end.user*) zu einer Steigerung der realen, bereinigten OPEX.

<sup>88</sup> Zur Illustration dieses Sachverhalts siehe Abbildung A-1 im Annex.



Tabelle 4-3: Schätzergebnisse Grundspezifikation

Schätzverfahren	RE	FE	RE	FE
Ausreißerbereinigung	Nein	Nein	Ja	Ja
intercept	1.1719*** (0.3087)		1.1724*** (0.3124)	
netlength.total	0.3840*** (0.0932)	0.4898* (0.2010)	0.3934*** (0.0920)	0.5083** (0.1807)
num.meter.end.user	0.4990*** (0.0848)	0.3758** (0.1187)	0.4921*** (0.0844)	0.3638** (0.1100)
t	-0.0502*** (0.0092)	-0.0490*** (0.0106)	-0.0488** (0.0084)	-0.0475*** (0.0098)
t <sup>2</sup>	0.0014** (0.0004)	0.0013** (0.0005)	0.0013** (0.0004)	0.0012** (0.0004)
$\Delta\overline{TF}_{2002-2020}$ [%]	2.2735***	2.2644***	2.3257***	2.3247***
$\Delta\overline{TF}_{2008-2020}$ [%]	1.4693***	1.4953***	1.5777***	1.6159***
$\Delta\overline{TF}_{2013-2020}$ [%]	0.7604*	0.8174**	0.9182**	0.9910**
Firmeneffekte	Ja	Ja	Ja	Ja
Beobachtungen	313	313	300	300
Firmen	19	19	19	19

Anmerkungen: Alle Variablen wurden vor der Schätzung logarithmiert. Die abhängige Variable sind die deflationierten, bereinigten OPEX. Die Modelle wurden jeweils als Random- und Fixed-Effects-Modell geschätzt. Ergebnisse sind auf 4 Nachkommastellen gerundet. Geclusterte Standardfehler in Klammern,

\*\*\*  $p < 0.001$ , \*\*  $p < 0.01$ , \*  $p < 0.05$ , .  $p < 0.1$

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Datensatzes von E-Control.

Die Koeffizienten des linearen und quadrierten Zeittrend ( $t$  und  $t^2$ ) sind ebenfalls in der Grundspezifikation immer statistisch signifikant. Während der Koeffizient des linearen Zeittrends stets ein negatives Vorzeichen hat, ist der Koeffizient des quadrierten Zeittrends stets positiv. Dies bedeutet, dass über die Zeit die firmenspezifischen OPEX kleiner werden. Diese Reduktion schwächt sich jedoch über Zeit langsam ab. Die durchschnittlichen generellen X-Faktoren für die Zeiträume 2002 bis 2020 ( $\Delta\overline{TF}_{2002-2020}$ ), 2008 bis 2020 ( $\Delta\overline{TF}_{2008-2020}$ ) und 2013 bis 2020 ( $\Delta\overline{TF}_{2013-2020}$ ) sind ebenfalls in der Tabelle enthalten. Neben dem Gesamtzeitraum orientieren sich die beiden anderen Zeiträume an den bisherigen Regulierungsperioden. Es zeigt sich, dass der geschätzte generelle X-Faktor mit

der Verkürzung des Zeitintervalls kleiner wird, jedoch immer signifikant unterschiedlich von Null ist.<sup>89</sup>

Um die Robustheit der Ergebnisse sicherzustellen, wurde der eigentlichen Schätzung der Grundspezifikation eine Ausreißerbereinigung vorangestellt. Atypische Beobachtungen, die eventuell die Schätzergebnisse verzerren könnten, werden aus dem Datensatz entfernt. Die Ausreißeranalyse wurde hier analog der MOLS im regulatorischen Benchmarking mittels *Cook's Distance* vorgenommen. Demnach werden 13 Beobachtungen aus der folgenden Analyse ausgeschlossen, wobei unterschiedliche Netzbetreiber betroffen sind. Die Schätzergebnisse mit Ausreißerbereinigung sind in den Spalten drei und vier der Tabelle 4-3 zu finden. Die Schätzergebnisse weichen kaum von den Ergebnissen ohne Ausreißeranalyse ab. Der geschätzte durchschnittliche technische Fortschritt für die einzelnen Zeitintervalle fällt sogar etwas größer aus.

Um für eine mögliche OPEX/CAPEX-Substitution seitens der Unternehmen zu kontrollieren, wurden als weitere Kontrollvariable die realen Anschaffungs- und Herstellungskosten in die Schätzgleichung aufgenommen (siehe Formel (4-2)). Die Schätzergebnisse zeigt Tabelle 4-4.

Die Ergebnisse geben keine Anhaltspunkte für eine mögliche OPEX-CAPEX-Substitution. Unabhängig von dem gewählten Schätzverfahren (RE oder FE) sowie der Durchführung einer Ausreißerbereinigung ist der geschätzte Koeffizient der realen Anschaffungs- und Herstellungskosten stets statistisch insignifikant. Somit kann kein Zusammenhang zwischen den realen bereinigten OPEX und den realen Anschaffungs- und Herstellungskosten identifiziert werden.

Darüber hinaus zeigt die Schätzung dieses Modells die Robustheit der Schätzergebnisse der Grundspezifikation. Sowohl die einzelnen Koeffizienten, wie auch die geschätzten  $\Delta TF$ , unterscheiden sich kaum von den Ergebnissen der Grundspezifikation in Tabelle 4-3.

---

<sup>89</sup> Die Schätzungen ausschließlich mit einem linearen Zeittrend führen per Konstruktion zu einem konstanten generellen X-Faktor, dessen Höhe unabhängig vom gewählten Intervall ist. Der Wert liegt bei allen Spezifikationen leicht über 2 %.

Tabelle 4-4: Schätzergebnisse OPEX/CAPEX-Substitution

Schätzverfahren	RE	FE	RE	FE
Ausreißerbereinigung	Nein	Nein	Ja	Ja
intercept	1.1705*** (0.3024)		1.1546*** (0.3106)	
netlength.total	0.3673*** (0.0912)	0.4672* (0.1933)	0.3714*** (0.0889)	0.4831** (0.1688)
num.meter.end.user	0.5016*** (0.0830)	0.3810** (0.1149)	0.4994*** (0.0829)	0.3699** (0.1057)
ahk/VPI	0.0107 (0.0107)	0.0090 (0.0103)	0.0114 (0.0109)	0.0096 (0.0102)
t	-0.0486*** (0.0097)	-0.0474*** (0.0112)	-0.0471** (0.0088)	-0.0458*** (0.0103)
t2	0.0013** (0.0005)	0.0013* (0.0005)	0.0012** (0.0004)	0.0012* (0.0005)
$\Delta \overline{TF}_{2002-2020}$ [%]	2.2221***	2.2127***	2.2713***	2.2691***
$\Delta \overline{TF}_{2008-2020}$ [%]	1.4511***	1.4742***	1.5590***	1.5947***
$\Delta \overline{TF}_{2013-2020}$ [%]	0.7714*	0.8232**	0.9311**	1.001**
Firmeneffekte	Ja	Ja	Ja	Ja
Beobachtungen	313	313	300	300
Firmen	19	19	19	19

Anmerkungen: Alle Variablen wurden vor der Schätzung logarithmiert. Die abhängige Variable sind die deflationierten, bereinigten OPEX. Die Modelle wurden jeweils als Random- und Fixed-Effects-Modell geschätzt. Ergebnisse sind auf 4 Nachkommastellen gerundet. Geclusterte Standardfehler in Klammern,

\*\*\*  $p < 0.001$ , \*\*  $p < 0.01$ , \*  $p < 0.05$ , .  $p < 0.1$

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Datensatzes von E-Control.

#### 4.2.2 Schätzungen mit Inputpreisen

Im nächsten Schritt der Analyse wurden firmenspezifische Inputpreise mitberücksichtigt. Hierzu wurde ein Datensatz von der Branche durch Gugler und Liebensteiner bereitgestellt, der neben den Vollzeitäquivalenten (VZÄ) der beschäftigten Mitarbeiter der Unternehmen auch Informationen über die unternehmensspezifischen Kapitalkosten in Form der nominalen Weighted Average Cost of Capital (WACC) für die Jahre 2002 bis 2019 enthält. Zur Ermittlung der Preise für den Inputfaktor Arbeit (Arbeitspreis) wurde ferner auf die durch E-Control bereitgestellten Informationen zum unternehmensspezifischen

Personalaufwand zurückgegriffen.<sup>90</sup> Somit kann grundsätzlich nicht nur der Einfluss der einzelnen Kostentreiber auf die OPEX untersucht, sondern eine OPEX-Kostenfunktion geschätzt werden.

#### 4.2.2.1 Methodischer Ansatz

Die Berücksichtigung von Preisinformationen erfordert die Herleitung einer OPEX-Kostenfunktion. Diese unterscheidet sich aus produktionstheoretischer Sicht von einer Gesamtkostenfunktion. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass das zugrunde liegende Minimierungsproblem bei einer OPEX-Kostenfunktion sich ausschließlich auf die OPEX bezieht und nicht auf die Gesamtkosten. Angenommen, die Unternehmen setzen die Inputfaktoren Kapital, Arbeit und Vorleistungen ein, dann wählen Unternehmen zum gegebenen Inputpreis für Arbeit (dem Arbeitspreis), zum gegebenen Vorleistungspreis und einer gegebenen Outputmenge die Inputfaktoren Arbeit und Vorleistungen in der Mengenkombination, dass die OPEX minimiert werden. Somit sind nur die Inputpreise für Arbeit und Vorleistungen in der OPEX-Kostenfunktion als erklärende Variable enthalten. Der Preis für den Inputfaktor Kapital (Kapitalpreis) ist hingegen nicht relevant.<sup>91</sup>

Das zugehörige ökonometrische Modell einer OPEX-Kostenfunktion beinhaltet demnach als zu erklärende Variable die OPEX sowie als erklärende Variablen den Arbeitspreis, Vorleistungspreis und die Outputs. Es ergibt sich folgender Schätzansatz:

$$\begin{aligned} \ln(OPEX_{bereinigt_{it}}) &= \alpha + \beta_0 \ln(Arbeitspreis_{it}) + \beta_1 \ln(Vorleistungspreis_{it}) \\ &+ \beta_3 \ln(netlength.total_{it}) + \beta_4 \ln(num.meter.end.user_{it}) \quad (4-4) \\ &+ \gamma_1 t + \gamma_2 t^2 + i + v_{it} \end{aligned}$$

Bei Schätzungen einer Kostenfunktion muss zudem die lineare Homogenität in den Inputpreisen erfüllt sein.<sup>92</sup> Hierfür werden die OPEX, der Preis für Vorleistungen und der Arbeitspreis durch den Arbeitspreis geteilt.<sup>93</sup> Die Modellspezifikation einer OPEX-Kostenfunktion mit Preisen für Arbeit und Vorleistungen bei linearer Homogenität ergibt sich dementsprechend zu:

<sup>90</sup> Der Arbeitspreis berechnet sich aus dem Quotienten von Personalaufwand und VZÄ.

<sup>91</sup> An dieser Stelle sei zudem darauf hingewiesen, dass keine Indizien für eine eventuelle OPEX/CAPEX-Substitution identifiziert werden konnten. Siehe Tabelle 4-4. Ein weiteres Argument für die Nichtberücksichtigung der Kapitalpreise liegt in der in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen unterschiedlichen Behandlung von OPEX und CAPEX im Rahmen der österreichischen Anreizregulierung. Während die OPEX mittels des Budgetansatzes reguliert werden, folgen die CAPEX aufgrund des Kapitalkostenabgleichs einer Cost-Plus-Logik. Beide Kostenarten unterliegen somit unterschiedlichen Optimierungskalkülen.

<sup>92</sup> Bei einer Kostenfunktion bedeutet lineare Homogenität in den Inputpreisen, dass, wenn sich bei gegebenem Output die Inputpreise um den Faktor  $\lambda$  verändern, sich auch die Kosten um den Faktor  $\lambda$  verändern. So führt z.B. eine Steigerung der Inputpreise um 10% bei linearer Homogenität zu einer Steigerung der Kosten um ebenfalls 10%.

<sup>93</sup> Siehe z. B. Coelli et al. (2005).

$$\begin{aligned}
 \ln\left(\frac{OPEX_{bereinigt_{it}}}{Arbeitspreis_{it}}\right) &= \alpha + \beta_1 \ln\left(\frac{Vorleistungspreis_{it}}{Arbeitspreis_{it}}\right) + \beta_2 \ln(netlength_{it}) \\
 &+ \beta_3 \ln(num.meter.end.user_{it}) + \gamma_1 t + \gamma_2 t^2 + i + v_{it}
 \end{aligned} \quad (4-5)$$

Bei nicht vorliegenden Vorleistungspreisen reduziert sich das Minimierungsproblem auf die vorliegenden Arbeitskosten. Nur der Arbeitspreis geht somit in die OPEX Kostenfunktion ein. Aufgrund der Annahme linearer Homogenität in den Inputpreisen werden hierbei die OPEX und der Arbeitspreis durch den selbigen geteilt. Es ergibt sich folgende Modellspezifikation:<sup>94</sup>

$$\begin{aligned}
 \ln\left(\frac{OPEX_{bereinigt_{it}}}{Arbeitspreis_{it}}\right) &= \alpha + \beta_1 \ln(netlength_{it}) \\
 &+ \beta_3 \ln(num.meter.end.user_{it}) + \gamma_1 t + \gamma_2 t^2 + i + v_{it}
 \end{aligned} \quad (4-6)$$

#### 4.2.2.2 Datenplausibilität

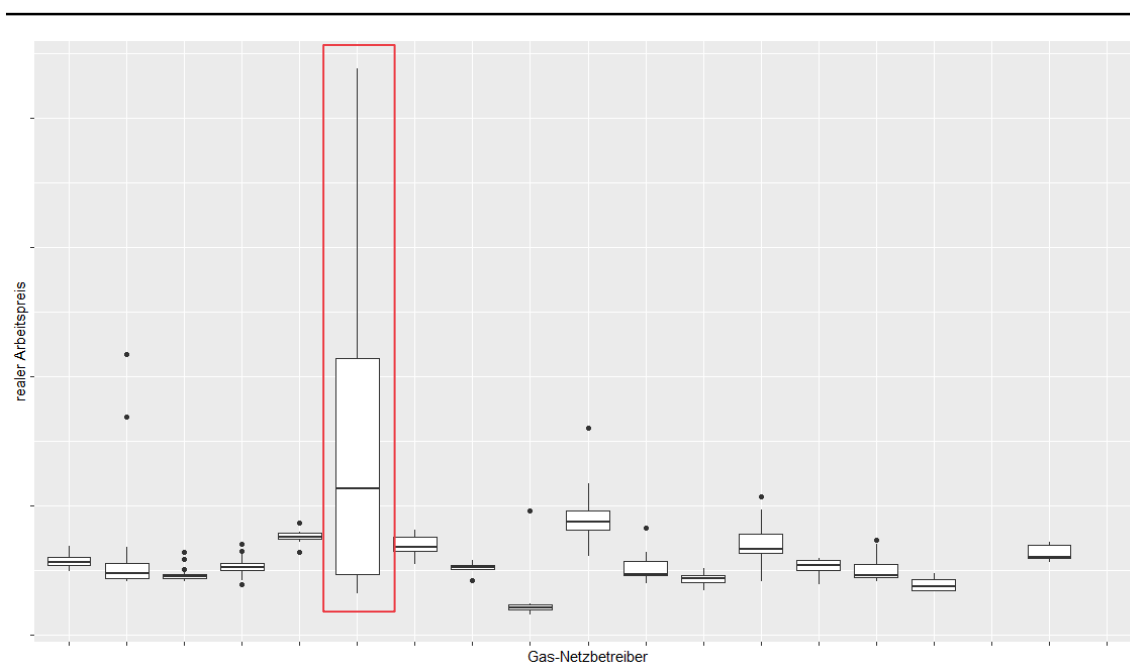
Wie bereits erwähnt, beinhalten die von der Branche zur Verfügung gestellten Daten Informationen zu den Vollzeitäquivalenten (VZÄ) der Firmen sowie Informationen über die in der Regulierung angewandten Kapitalkosten (WACC) für die Jahre 2002 bis 2019. Da der Kapitalpreis – wie eben ausgeführt – irrelevant für die Spezifizierung der OPEX-Kostenfunktion ist und unternehmensspezifische Informationen zu den Vorleistungspreisen nicht vorliegen, beziehen sich die folgenden Überlegungen zur Datenplausibilität nur auf die Arbeitspreise.<sup>95</sup> Hierfür werden – wie einleitend bereits ausgeführt – zusätzlich Informationen zum unternehmensspezifischen Personalaufwand herangezogen, die von E-Control zur Verfügung gestellt wurden.

Während für den Personalaufwand vollständige Informationen für den Zeitraum 2002 bis 2020 vorliegen, wird die Datengrundlage aufgrund des nur bis 2019 reichenden Zeitraums und fehlender Daten für einzelne Unternehmen bei den VZÄ reduziert. Im Vergleich zu den Analysen in Abschnitt 4.2.1 gehen rund 15 % der Beobachtungen verloren. Der Verlust an Beobachtungen reduziert tendenziell die Aussagekraft entsprechender Analysen zum generellen X-Faktor auf Basis des reduzierten Datensatzes. Die Verlässlichkeit ökonomischer Untersuchungen steigt grundsätzlich mit der Anzahl der Beobachtungen, die in die Analysen eingehen.

<sup>94</sup> In diesem Fall erübrigt sich auch die Frage, ob eine Deflationierung erfolgen sollte oder nicht (siehe Abschnitt 2.1.2), da sowohl die OPEX als auch der Arbeitspreis mit dem NPI deflationiert werden müssen, so dass sich der NPI auf der linken Seite herauskürzt.

<sup>95</sup> Im Rahmen dieses Abschnittes werden reale Arbeitspreise betrachtet, indem der Quotient von Personalaufwand und VZÄ noch mit dem NPI deflationiert wurde.

Abbildung 4-1: Firmenspezifische Arbeitspreise



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Datensätze.

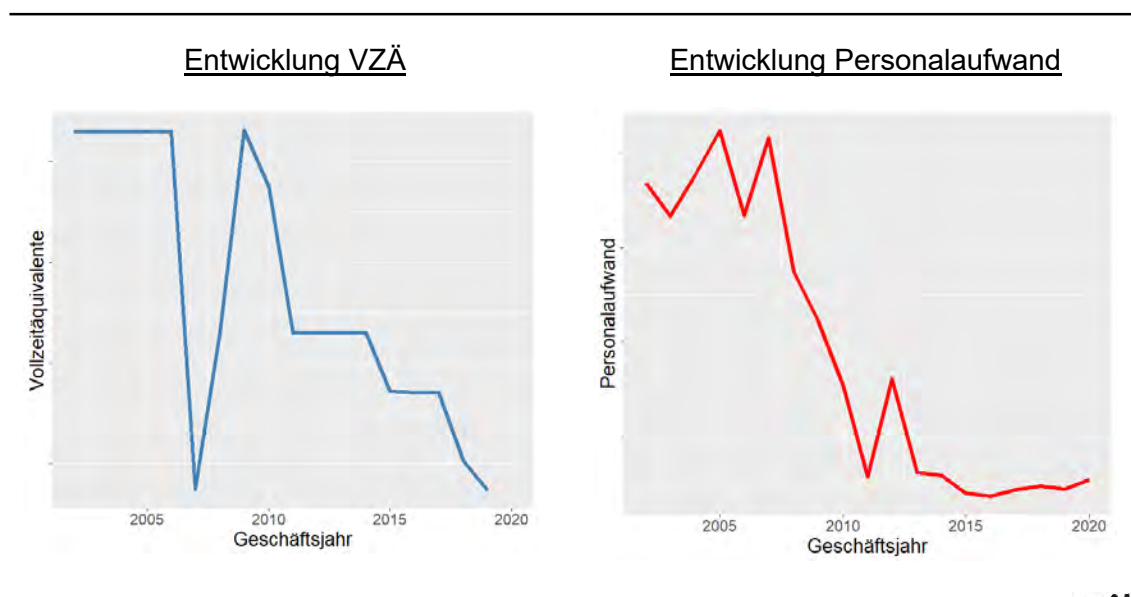
Die Abbildung 4-1 zeigt anhand eines Boxplots wie die Arbeitspreise innerhalb eines Unternehmens über die Zeit variieren. Auffällig ist hierbei die große Varianz des Arbeitspreises bei einem der betrachteten Gasverteilernetzbetreiber, die sich deutlich von denen der anderen Unternehmen unterscheidet. Bei einer genaueren Betrachtung dieses Verteilernetzbetreibers zeigt sich, dass es sich hier unter Umständen um einen Datenfehler handelt.

Bereits diese grobe Draufsicht auf die Daten wirft Fragen zur Plausibilität der Informationen zu den Inputpreisen auf. Zudem sei angemerkt, dass unternehmensspezifische Daten zum Vorleistungspreis weiterhin fehlen, so dass bei etwa hälftiger Aufteilung zwischen den Kosten für Arbeit und Vorleistungen nur rund 50 % der OPEX mittels des Arbeitspreises preisseitig erklärt werden können.

Abbildung 4-2 zeigt für dieses Unternehmen die Entwicklung der Vollzeitäquivalente und die Entwicklung des Personalaufwands über die Zeit. Auffällig ist hier die Entwicklung zwischen 2005 und 2010. Während die Anzahl der VZÄ kurzfristig stark zurück geht, bevor sie wieder auf das vorherige Niveau ansteigt, ist eine entsprechende Entwicklung bei dem Personalaufwand nicht zu beobachten. Dies wäre jedoch zu erwarten.

Bereits diese grobe Draufsicht auf die Daten wirft Fragen zur Plausibilität der Informationen zu den Inputpreisen auf.<sup>96</sup> Zudem sei angemerkt, dass unternehmensspezifische Daten zum Vorleistungspreis weiterhin fehlen, so dass bei etwa hälftiger Aufteilung zwischen den Kosten für Arbeit und Vorleistungen nur rund 50 % der OPEX mittels des Arbeitspreises preisseitig erklärt werden können.

Abbildung 4-2: Gegenüberstellung VZÄ und Personalaufwand



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Datensätze.

#### 4.2.2.3 Ergebnisse

Trotz dieser Einschränkungen wurde zur Validierung der Ergebnisse aus Abschnitt 4.2.1 ebenfalls eine OPEX-Kostenfunktion gemäß Formel (4-6) geschätzt. Hierbei wurde von den übermittelten Preisinformationen nur der Arbeitspreis mit in die Analyse aufgenommen, da keine Daten zu firmenspezifischen Vorleistungspreisen vorliegen. Der Kapitalpreis ist – wie in Abschnitt 4.2.2.1 ausgeführt – in unserem Verständnis nicht Teil einer OPEX-Kostenfunktion.

Tabelle 4-5 enthält die Schätzergebnisse des RE- und FE-Models. Hierbei fällt auf, dass bei der Analyse ohne Ausreißerbereinigung die Koeffizienten des Kostentreibers *net-length.total* sowie der lineare und quadrierte Zeittrend nicht immer statistisch signifikant

<sup>96</sup> Weitere Indizien können gefunden werden, wenn die von der Branche bereitgestellten Informationen für die Gasverteilernetzbetreiber mit denen abgeglichen werden, die von der Branche für die Inputpreise im Rahmen der Ermittlung des generellen X-Faktors für die Stromverteilernetzbetreiber im Zuge der vierten Regulierungsperiode zur Verfügung gestellt wurden. Siehe hierzu auch Stronzik und Wissner (2018). Der Quervergleich weist viele Anhaltspunkte auf, dass die Informationen zu den Inputpreisen als problematisch einzustufen sind. Analysen, die darauf basieren, sind daher mit entsprechender Vorsicht zu interpretieren.



sind. Dies ändert sich mit der Ausreißeranalyse. Hier sind alle Koeffizienten signifikant. Erwähnenswert ist, dass in dieser Spezifikation der durchschnittliche technische Fortschritt für die einzelnen Zeitintervalle leicht über denen der Grundspezifikation liegt.

Tabelle 4-5: Schätzergebnisse Grundspezifikation mit Arbeitspreisen

Schätzverfahren	RE	FE	RE	FE
Ausreißerbereinigung	Nein	Nein	Ja	Ja
intercept	-4.2831*** (0.6684)		-3.9991*** (0.5969)	
netlength.total	0.1281 (0.1001)	-0.3883 (1.0261)	0.2321** (0.0723)	0.8102* (0.3226)
num.meter.end.user	0.8131*** (0.0962)	1.2530 . (0.7281)	0.7284*** (0.0754)	0.4769 . (0.2881)
t	-0.0366 . (0.0218)	-0.0333 (0.0294)	-0.0597*** (0.0123)	-0.0678*** (0.0115)
t2	0.0008 (0.0008)	0.0008 (0.0009)	0.0016* (0.0006)	0.0017** (0.0008)
$\Delta\overline{TF}_{2002-2019}$	2.1257***	1.8646***	2.9930***	3.4535***
$\Delta\overline{TF}_{2008-2019}$	1.6554**	1.4141*	2.0791***	2.4328***
$\Delta\overline{TF}_{2013-2019}$	1.2388	1.0151	1.2695**	1.5288**
Firmeneffekte	Ja	Ja	Ja	Ja
Beobachtungen	268	268	249	249
Firmen	17	17	17	17

Anmerkungen: Alle Variablen wurden vor der Schätzung logarithmiert. Die abhängige Variable sind die deflationierten, bereinigten OPEX. Die Modelle wurden jeweils als Random- und Fixed-Effects-Modell geschätzt. Ergebnisse sind auf 4 Nachkommastellen gerundet. Geclusterte Standardfehler in Klammern,

\*\*\*  $p < 0.001$ , \*\*  $p < 0.01$ , \*  $p < 0.05$ , .  $p < 0.1$

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Datensätze von E-Control und Gugler/Liebensteiner.

In einem weiteren Robustheitscheck werden die jährlichen Arbeitspreise auf einem Niveau von 120.000 EUR gedeckelt. Die Ergebnisse der Schätzungen zeigt Tabelle 4-6. Abhängig vom jeweiligen Schätzmodell verlieren einige Koeffizienten ihre Signifikanz. Die Koeffizienten, die in dieser Spezifikation signifikant bleiben, ähneln denen aus

Tabelle 4-5. Die geschätzten Werte für den durchschnittlichen technischen Fortschritt über die unterschiedlichen Zeitintervalle sind kleiner als die in den Berechnungen ohne Preisdeckelung, jedoch größer als die in der Grundspezifikation ohne Preisdaten.<sup>97</sup>

Tabelle 4-6: Schätzergebnisse Grundspezifikation mit gedeckelten Arbeitspreisen

Schätzverfahren	RE	FE	RE	FE
Ausreißerbereinigung	Nein	Nein	Ja	Ja
intercept	-4.1644*** (0.5942)		-4.1219*** (0.5992)	
netlength.total	0.1626 . (0.0864)	0.0597 (0.7079)	0.1994* (0.0838)	0.5758 (0.4666)
num.meter.end.user	0.7847*** (0.0830)	0.8949 . (0.5064)	0.7626*** (0.0848)	0.6150 . (0.3485)
t	-0.0450** (0.0160)	-0.0452* (0.0193)	-0.0604*** (0.0121)	-0.0662*** (0.0117)
t2	0.0011 (0.0007)	0.0011 (0.0007)	0.0017** (0.0006)	0.0019*** (0.0006)
$\Delta TF_{2002-2019}$	2.4595***	2.4194***	2.7691***	3.0758***
$\Delta TF_{2008-2019}$	1.8324***	1.7738***	1.7661***	1.9877***
$\Delta TF_{2013-2019}$	1.2769 .	1.2020 .	0.8777 .	1.0238*
Firmeneffekte	Ja	Ja	Ja	Ja
Beobachtungen	268	268	254	254
Firmen	17	17	17	17

Anmerkungen: Alle Variablen wurden vor der Schätzung logarithmiert. Die abhängige Variable sind die deflationierten, bereinigten OPEX. Die Modelle wurden jeweils als Random- und Fixed-Effects-Modell geschätzt. Ergebnisse sind auf 4 Nachkommastellen gerundet. Geclusterte Standardfehler in Klammern,

\*\*\* p < 0.001, \*\* p < 0.01, \* p < 0.05, . p < 0.1

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Datensätze von E-Control und Gugler/Liebensteiner.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die Schätzungen mit Preisdaten den Ergebnissen aus der Grundspezifikation nicht widersprechen, sondern diese unterstützen. Alle

<sup>97</sup> Vgl. Tabelle 4-3.

geschätzten Modelle zeigen ähnliche Ergebnisse, insbesondere in Bezug auf die Schätzung des generellen X-Faktors. Da die Analysen ohne Preisdaten auf einem größeren Datensatz aufbauen, dessen Qualität durch E-Control intensiv überprüft wurde, und aus den im Abschnitt 4.2.2.2 ausgeführten Einschränkungen hinsichtlich der Datenplausibilität bei den Inputpreisen, sind die Schätzungen ohne Preisdaten aus unserer Sicht vorzuziehen.

### 4.3 Malmquist-DEA

Als Durchschnittsmethode kann der ökonometrische Ansatz nicht zwischen Frontier Shift und Catch-up unterscheiden, so dass die Ergebnisse aus dem vorhergehenden Abschnitt möglicherweise durch entsprechende Catch-up-Effekte überlagert sein könnten. Um dieser Problematik zu begegnen, wurden Analysen mittels der Malmquist-DEA durchgeführt, die aufgrund der Separierbarkeit eine Berechnung des Frontier Shifts ohne Überlagerung durch eventuelle Catch-up-Effekte erlaubt.

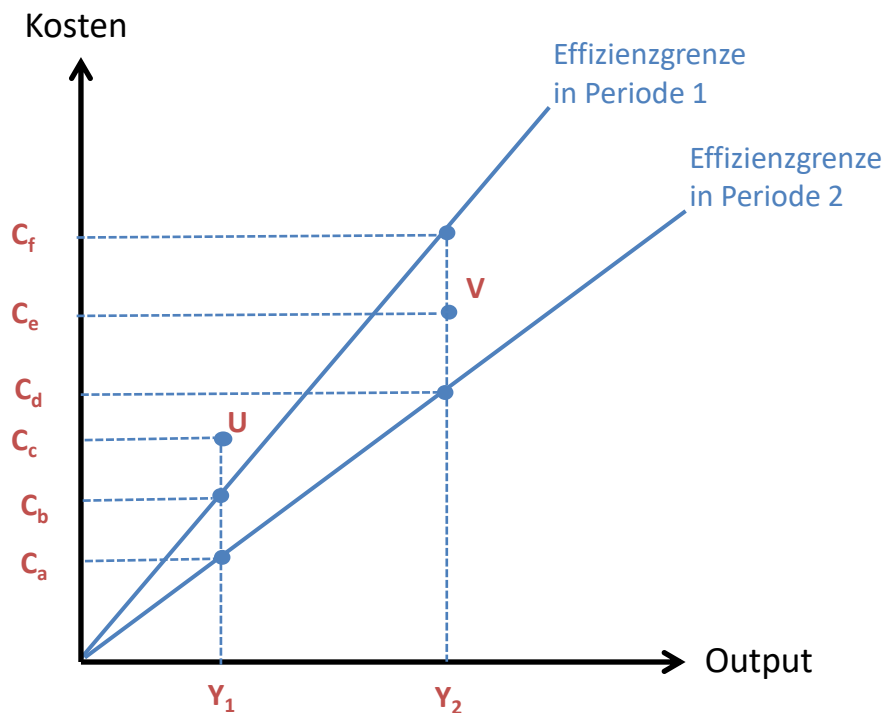
#### 4.3.1 Methodischer Ansatz

Basis ist eine inputorientierte DEA, wobei die Kosten (OPEX) den berücksichtigten Outputs gegenübergestellt werden. Die Inputorientierung besagt, dass bei gegebenem Output die Kosten minimiert werden. Angelehnt an das regulatorische Benchmarking der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber in den bisherigen Regulierungsperioden wird eine DEA mit konstanten Skalenerträgen (constant returns to scale, CRS) zugrunde gelegt. Die DEA ist ein relativer Vergleich der betrachteten Netzbetreiber. Aus den Daten wird mittels linearer Programmierung eine Effizienzgrenze (Frontier) ermittelt, die aus den Netzbetreibern (Peers) mit den besten Kosten-Output-Relationen aufgespannt wird. Über Distanzfunktionen wird der Abstand der nicht effizienten Unternehmen zur Frontier ermittelt, woraus sich entsprechende Effizienzwerte ableiten lassen. Bei der Malmquist-DEA werden nun benachbarte Perioden miteinander in Beziehung gesetzt, in dem die Unternehmen der ersten Periode auch gegen die Effizienzgrenze der zweiten Periode gebenchmarkt werden und vice versa (vgl. Abbildung 4-3). Die Malmquist-DEA kann Produktivitätsänderungen aufgrund reiner Aufholeffekte (Catch-up) von denen separieren, die sich aufgrund der Verschiebung der Effizienzgrenze über die Zeit (Frontier Shift) ergeben.<sup>98</sup> Für die Bestimmung des generellen X-Faktors ist gemäß den Ausführungen in Abschnitt 2.1 nur der Frontier Shift relevant, weshalb auch nur dieser im Folgenden ergebnistechnisch ausgeführt wird.

---

<sup>98</sup> Zur formalen Herleitung siehe z. B. Bogetoft und Otto (2011: 43f.).

Abbildung 4-3: Inputorientierte Malmquist-DEA



Anmerkung: Es ist die Situation eines Unternehmens dargestellt, dessen Kosten-Output-Relation in Periode 1 durch den Punkt U und in Periode 2 durch den Punkt V dargestellt ist.

Quelle: Liebe et al. (2017: 37).

Für den E-Control-Datensatz, der einen Zeitraum von 2002 bis 2020 umfasst, bedeutet das beschriebene periodenweise Vorgehen, dass für eine Spezifikation insgesamt 18 jährliche Änderungsraten ermittelt werden (2002/3, 2003/4, ..., 2019/20), für die je nach Wahl des Stützintervalls das geometrische Mittel gebildet wird.

Es werden Varianten ohne Ausreißerbereinigung (Variante 1) und mit Ausreißerbereinigung (Variante 2) betrachtet, da die DEA gegenüber Ausreißern in den Daten relativ anfällig ist. Die Ausreißeranalyse erfolgt angelehnt an den Effizienzvergleich über eine Supereffizienzanalyse. Für jedes Unternehmen wird eine sogenannte Supereffizienzgrenze ermittelt, was im Endeffekt mittels einer DEA ohne Einbeziehung des betrachteten Unternehmens erfolgt. Anschließend wird der Abstand des betrachteten Unternehmens zur Supereffizienzgrenze ermittelt, was den Supereffizienzwert ergibt. Dieser Supereffizienzwert kann (teilweise deutlich) größer als Eins sein, da der Wert berechnet wird, indem das Unternehmen nur mit den anderen Unternehmen und nicht mit sich selbst verglichen wird. Diejenigen Beobachtungen, deren Supereffizienzwert einen gewissen

Schwellenwert übersteigt, werden als Ausreißer identifiziert.<sup>99</sup> Die Ausreißeranalyse erfolgt periodenweise. Die identifizierten Ausreißer werden aus der Analyse eliminiert.

Da keine unternehmensindividuellen Informationen zu den Inputmengen vorhanden sind und aufgrund der in Abschnitt 4.2.2.2 erörterten Inputpreisproblematik, werden bei der Malmquist-DEA die realen operativen Kosten verwendet (Deflationierung mittels NPI). Als Outputs werden die beiden durch Kostentreiberanalyse identifizierten Variablen „Summe der Netzlänge über beide Ebenen und alle Nenndurchmesser“ und „Summe der Zähler über beide Ebenen“ verwendet.<sup>100</sup> Der so ermittelte Frontier Shift entspricht daher der durch technischen Fortschritt bedingten Änderung der partiellen (OPEX-basierten) Faktorproduktivität.

### 4.3.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse sind in Tabelle 4-7 aufgeführt:

Tabelle 4-7: Ergebnisse Malmquist-DEA [OPEX deflationiert]

Spezifikation	Outlier	2002-2020	
		Anzahl Beobachtungen	ΔProd [ %]
<u>Variante 1</u>	nein	302	2,79
<u>Variante 2</u>	Ja	293	1,29

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Datensatzes von E-Control

Die Anzahl der Beobachtungen liegt im Vergleich zu den entsprechenden Schätzungen mit Zeittrend etwas niedriger. Ursächlich sind die Überkreuzvergleiche bei der Malmquist-DEA (Vergleich der Periode 1 mit der Frontier der Periode 2 und vice versa), die dazu führen, dass sich Ausreißer oder Missings<sup>101</sup> in einer Periode auch auf andere Perioden auswirken, da sich die erforderlichen Überkreuzvergleiche für den Ausreißer bzw. die Missings nicht berechnen lassen.<sup>102</sup> Bei der OLS mit Zeittrend wirkt sich dies hingegen

<sup>99</sup> Wie in der Literatur üblich, werden diejenigen Beobachtungen als Ausreißer identifiziert, deren Supereffizienzwerte den oberen Quartilswert der Supereffizienzwerte um mehr als den 1.5-fachen Quartilsabstand übersteigen. Der Quartilsabstand ist dabei definiert als Spannweite der zentralen 50 Prozent der Supereffizienzwerte des Datensatzes. Für weitere Details siehe z. B. Sumicsid und EE<sup>2</sup> (2008: 18ff.).

<sup>100</sup> Vgl. Abschnitt 4.1.

<sup>101</sup> Missings sind fehlende Datenpunkte bzw. fehlende Beobachtungen.

<sup>102</sup> Der Malmquist-Index für das Beispiel in Abbildung 4-3 ergibt sich auf Basis folgender Distanzfunktionen:

$$\left[ \frac{c_f/c_e}{c_b/c_c} \cdot \frac{c_d/c_e}{c_a/c_c} \right]^{0,5} = \left[ \frac{E(2,1)}{E(1,1)} \cdot \frac{E(2,2)}{E(1,2)} \right]^{0,5} \cdot E(2,1)$$

misst dabei z.B. die Effizienz des Unternehmens mit der Kosten-Output-Kombination der zweiten Periode gegenüber der Effizienzgrenze in Periode 1. Daraus kann der Frontier Shift ermittelt werden gemäß:  $\left[ \frac{E(2,1)}{E(2,2)} \cdot \frac{E(1,1)}{E(1,2)} \right]^{0,5}$ . Zur formalen Herleitung siehe z. B. Bogetoft und Otto (2011: 43f.). Existiert nun z.B. für das betrachtete Unternehmen keine Beobachtung für die

nur auf die Periode aus, in der ein Datenpunkt als Ausreißer identifiziert wurde oder ein Missing vorhanden ist. Bei der Malmquist-DEA gehen gewissermaßen mehr Beobachtungen verloren als Ausreißer identifiziert wurden bzw. Missings vorhanden sind.

Für den Gesamtzeitraum ergibt sich eine durchschnittliche jährliche Produktivitätsänderung aufgrund technischen Fortschritts in Höhe von 2,79 % (Variante 1) bzw. 1,29 % (Variante 2). Die Ergebnisse einer Malmquist-DEA sind allerdings nicht nur anfällig gegenüber Ausreißern, sondern bei kleinen Datensätzen auch gegenüber den Unternehmen, die als Ausreißer identifiziert und daher aus den Berechnungen eliminiert werden. Letzteres ist im vorliegenden Fall bei 19 Gasverteilernetzbetreibern gegeben, was u. a. durch das durch die beiden Varianten aufgespannte Werteintervall belegt wird. Aufgrund dieser Gegebenheit wird auf den Ausweis von Ergebnissen für Teilintervalle verzichtet, da die Aussagefähigkeit der ermittelten Werte dann nicht mehr gegeben ist. Ferner dienen die Ergebnisse der Malmquist-DEA im vorliegenden Kontext aufgrund der problematischen Robustheit eher zur Plausibilisierung der Ergebnisse der OLS mit Zeittrend. Während Variante 1 etwas über dem oberen Rand der OLS-Ergebnisse liegt, ist Variante 2 eher am unteren Rand zu finden. Insgesamt gesehen, werden die Ergebnisse somit durch die Malmquist-DEA tendenziell bestätigt. Allerdings sind die Ergebnisse der Malmquist-DEA aus den genannten Gründen mit Vorsicht zu interpretieren.

#### 4.4 Ableitung einer Spannweite für den generellen X-Faktor

Wie bereits in Stronzik und Wissner (2018) konstatiert, ist eine Schätzung unter Berücksichtigung unternehmensindividueller Inputpreise mit der Restriktion, dass die Kosten linear homogen in den Inputpreisen sind, der zu präferierende Ansatz. Dies gilt jedoch nur bei Vorliegen verlässlicher Informationen über Preise für alle relevanten Inputfaktoren. Bei Betrachtung einer OPEX-Kostenfunktion sind dies Arbeit und Vorleistungen. Wie in Abschnitt 4.2.2.2 ausgeführt, ist dies im vorliegenden Fall jedoch nicht gegeben. Die Frage ist nun, welcher der Spezifikationen der OLS mit Zeittrend (Schätzung ohne Preisinformationen oder Schätzung mit Preisinformationen) das größere Fehlerpotenzial innewohnt.

Bei den Schätzungen ohne Preisinformationen in Abschnitt 4.2.1 wird implizit angenommen, dass alle Unternehmen die gleichen Faktorpreise haben bzw. gleich betroffen sind von entsprechenden Inputpreissteigerungen. Durch die Deflationierung mit dem NPI wird der primäre Effekt von Inputpreisänderungen (steigende Kosten) berücksichtigt. Nicht berücksichtigt ist der abgeleitete sekundäre Effekt, dass die OPEX der Unternehmen aufgrund unterschiedlicher Inputpreise bzw. unterschiedlicher Entwicklungen der

---

Periode 2, so können die Terme  $E(2,1)$  und  $E(2,2)$  nicht ermittelt werden. Mithin kann für dieses Unternehmen kein Wert für den Frontier Shift (1,2) ermittelt werden. Dies wirkt sich entsprechend auch auf den Frontier Shift zwischen Periode 2 und 3 aus. Auch dafür kann für dieses Unternehmen kein Frontier Shift ermittelt werden. Somit wirkt sich die fehlende Beobachtung in Periode 2 nicht nur auf den Frontier Shift (1,2) sondern auch auf den Frontier Shift (2,3) aus. Eine fehlende Beobachtung kriert aufgrund des Überkreuzvergleichs somit zwei fehlende Werte (oder Missings) für den Frontier Shift.

Inputpreise unterschiedlich betroffen sein können. Die Annahme einer gleichgerichteten Wirkung von Inputpreissteigerungen auf die Unternehmen erfährt jedoch eine gewisse Rechtfertigung dadurch, dass die Verteilernetzbetreiber in der Regel als Preisnehmer auf den Faktormärkten auftreten. Die Schätzungen des technischen Fortschritts in Abschnitt 4.2.1 sind mithin unter Umständen nur durch den beschriebenen sekundären Effekt von Inputpreisänderungen verzerrt, wobei der Fehler grundsätzlich symmetrisch verteilt ist. Es kann sowohl zu einer Über- als auch zu einer Unterschätzung des „wahren“ technischen Fortschritts kommen.

Demgegenüber ist die Datengrundlage für die Inputpreise – wie in Abschnitt 4.2.2.2 erläutert – mit erheblichen Problemen behaftet, wobei für die Vorleistungen und somit rund 50 % der Kosten keine unternehmensspezifischen Informationen vorliegen. Die Verwendung des Kapitalpreises ist aus den genannten Gründen ebenfalls nicht sachgerecht. Der mit den Schätzungen mit Preisinformationen aus Abschnitt 4.2.2.3 verbundene Fehler für die Ableitung eventueller Werte für den generellen X-Faktor dürfte unseres Erachtens deutlich größer sein als der bei den Schätzungen ohne Preisinformationen, zumal signifikant weniger Beobachtungen in die Schätzung eingehen, was die Aussagekraft deren Ergebnisse zusätzlich abschwächt. Daher wird bei der Ableitung einer möglichen Spannweite für den generellen X-Faktor für die Gasverteilernetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode nur auf die Ergebnisse der Schätzungen ohne Preisinformationen rekuriert.<sup>103</sup>

Eine zweite Frage ist, welche Ergebnisse für welchen Zeitraum (2002-2020, 2008-2020 oder 2013-2020) zur Ableitung einer Spannweite herangezogen werden sollten. Für einen möglichst langen Zeitraum spricht neben ökonomischen Gründen (Robustheit der Ergebnisse aufgrund einer größeren Datenbasis) auch die Glättung eventueller zyklischer Entwicklungen. Da jedoch im vorliegenden Kontext allein auf die OPEX abgestellt wird, ist der Glättungseffekt eher weniger relevant. Gegen den Zeitraum 2002-2020 spricht zudem, dass er Jahre umfasst, die nicht unter das Anreizregulierungsregime fallen. Es ist daher fraglich, inwiefern die Rahmenbedingungen von 2002-2007 mit denen ab 2008 vergleichbar sind. Für die Wahl eines kürzeren Zeitintervalls spricht auch der identifizierte fallende Trend beim technischen Fortschritt. Aus Vorsichtsgründen sollte daher das kleinste der betrachteten Zeitintervalle (2013-2020) herangezogen werden. Die Wahl noch kürzerer Zeiträume erscheint hingegen nicht sachgerecht, da am rezenten Ende des Betrachtungszeitraumes eine Trendumkehr beim technischen Fortschritt zu beobachten ist mit einem entsprechenden Anstieg der Werte.<sup>104</sup> Dies spricht zudem gegen eine reine Fortschreibung gemäß Formel (4-3) auf Basis der geschätzten

---

<sup>103</sup> Dies ist umso mehr gerechtfertigt, da die Ergebnisse aus Abschnitt 4.2.2.3 in der Regel über denen aus Abschnitt 4.2.1.2 liegen. Der Bezug auf die Ergebnisse der Schätzungen ohne Preisinformationen folgt somit auch dem Vorsichtsprinzip.

<sup>104</sup> Siehe Abbildung A-1 im Annex. Dies korrespondiert zudem mit den Ergebnissen der Malmquist-DEA, bei der der abnehmende Trend beim Frontier Shift nur bis 2013/14 zu beobachten ist. Siehe Abbildung A-2 im Annex.



Koeffizienten für den linearen und quadrierten Zeittrend ( $t$  und  $t^2$ ) über den Betrachtungszeitraum hinaus.

Daher schlagen wir auf Basis der Schätzungen ohne Preisinformationen und der dort ermittelten Werte für  $\Delta \overline{TF}_{2013-2020}$  eine Spannweite für den generellen X-Faktor für die Gasverteilernetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode in Höhe von 0,75 % bis 1 % p. a. vor. Da die Ergebnisse aller anderen vorgestellten Schätzungen entweder in diesem Intervall enthalten sind oder größtenteils sogar darüber liegen, folgt diese Spannweite auch dem Vorsichtsprinzip. Dies gilt umso mehr, da die Malmquist-DEA höhere Werte für den um den Catch-up-Effekt bereinigten Frontier Shift ausweist.<sup>105</sup>

---

<sup>105</sup> Siehe Tabelle 4-7 in Abschnitt 4.3.2.

## 5 Fazit

Aus den regulatorischen Rahmenbedingungen für die österreichischen Gasverteilernetzbetreiber sind vor allem zwei Punkte wesentlich. Zum einen sollte die Ermittlung des generellen X-Faktors für die vierte Regulierungsperiode aufgrund des Designs der gegenwärtigen Anreizregulierung allein auf die operativen Kosten abstellen. Der Faktor entfaltet durch den Kapitalkostenabgleich keine Wirkung auf die CAPEX. Zum anderen kann der generelle X-Faktor aufgrund der Inflationierung der Kostenbasis mittels eines sektoralen Inputpreisindex (Netzbetreiberpreisindex) direkt als Änderung der sektoralen OPEX-basierten Faktorproduktivität berechnet werden. Eine Differenzialbetrachtung à la Bernstein und Sappington unter Heranziehung gesamtwirtschaftlicher Entwicklungen ist daher obsolet.

Hinsichtlich möglicher Implikationen aus anderen politischen Entscheidungen, insbesondere dem Ziel einer klimaneutralen Energiewirtschaft und einer Dekarbonisierung der Wärmeversorgung bis zum Jahr 2040, besteht derzeit noch eine große Ungewissheit, wie mögliche Entwicklungspfade und deren Folgen für die Produktivität zukünftig aussehen könnten. Energiewende-bedingte Implikationen sollten aufgrund dieser Ungewissheit außerhalb der Bestimmung des generellen X-Faktors verbleiben und mittels anderer Regulierungsinstrumente erfasst werden. Es empfiehlt sich daher, schon aus Gründen der Reduktion von Komplexität, den generellen X-Faktor weiterhin auf Basis von Vergangheitswerten zu berechnen.

Auf Basis eines Methodenvergleichs werden die OLS mit Zeittrend und die Malmquist-DEA als adäquate Ansätze zur Bestimmung des generellen X-Faktors im österreichischen Kontext identifiziert, da sie u. a. die Konsistenz mit dem bestehenden regulatorischen Rahmen gewährleisten.

Aufgrund der Abstimmung auf die OPEX wurde eine separate Kostentreiberanalyse durchgeführt. Auf deren Basis erfolgten anschließend die quantitativen Analysen zum generellen X-Faktor. Dabei wurde neben der Malmquist-DEA die OLS mit Zeittrend sowohl ohne als auch mit Informationen zu unternehmensspezifischen Inputpreisen berechnet, wobei die Preisinformationen mit erheblichen Problemen verbunden sind (u. a. keine unternehmensspezifischen Informationen zu den Vorleistungspreisen und Indizes für eine problematische Datenqualität bei den Arbeitspreisen).

Auf Basis dieser quantitativen Analysen kann eine mögliche Spannweite für den generellen X-Faktor für die Gasverteilernetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode in Höhe von 0,75 % bis 1 % p. a. abgeleitet werden. Umfangreiche Sensitivitätsbetrachtungen zeigen, dass diese Wahl dem Vorsichtsprinzip bei der Festlegung Rechnung trägt.

## Literatur

- ACM [Autoriteit Consument en Markt] (2021): Methodebesluit regionale netbeheerders gas 2022-2026.
- Aigner, D.J., C.A.K Lovell und P. Schmidt (1977): Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models, *Journal of Econometrics*, 6, 21-37.
- Ajayi, V., Anaya, K., M. (2018): Productivity growth in electricity and gas networks since 1990, Report prepared for the Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), University of Cambridge, Energy Policy Research Group.
- Ajayi, V., Anaya, K., Pollitt, M. (2021): Incentive regulation, productivity growth and environmental effects: the case of electricity networks in Great Britain, The Productivity Institute, Working Paper No.012.
- Austrian Energy Agency (2021): Erneuerbares Gas in Österreich 2040, Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot.
- Averch, H., und L. L. Johnson (1962): Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. *American Economic Review*, 52(5), S. 1052–1069.
- Avacon AG (2021): Wasserstoff im Gasnetz, Innovationsprojekt der Avacon und des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW e. V.), DVGW Themen-Wochen-Wasserstoff, 29.06.2021.
- Baltagi, B. (2005): *Econometric Analysis of Panel Data*, 3. Auflage.
- BBH (2021): Fehlinvestitionen vermeiden – Eine Untersuchung zu den rechtlichen Möglichkeiten und Grenzen zur Defossilisierung der deutschen Volkswirtschaft bis 2045. Gutachten im Auftrag Stiftung Denkfabrik Klimaneutralität GmbH, 12.5.2021, abrufbar unter: [https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/2021-05-12\\_Gutachten-Fehlinvestitionen-vermeiden.pdf](https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/2021-05-12_Gutachten-Fehlinvestitionen-vermeiden.pdf), zuletzt abgerufen am 10.5.2022.
- Bernstein, J. I., und D. E. Sappington (1999): Setting the X factor in price-cap regulation plans. *Journal of Regulatory Economics*, 16(1), S. 5-25.
- BMK [Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie] (2020): *Energie in Österreich, Zahlen, Daten, Fakten 2020*.
- BMK [Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie] und BMDW [Bundesministerium Digitalisierung und Wirtschaftsstandort] (2022): *Wasserstoffstrategie für Österreich*, Wien, abrufbar unter: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html>, zuletzt abgerufen am 27.06.2022.
- BMWK [Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz] (2017): *Verordnung der Bundesregierung. Zweite Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung*, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/XYZ/zweite-verordnung-aenderung-anreizregulierung-bundesregierungsverordnung.pdf%3Fblob%3DpublicationFile%26v%3D4>, zuletzt abgerufen am 11.5.2022.
- Bogetoft, P. und L. Otto (2011): *Benchmarking with DEA, SFA, and R*, International Series in Operations Research and Management Science, Volume 157, Springer, New York.

- Brunekreeft, G., J. Kuszniir, R. Meyer, M. Sawabe und T. Hattori (2020): Incentive regulation of electricity networks under large penetration of distributed energy resources – selected issues, Bremen Energy Working Papers, Paperseries No. 33.
- Bundesgerichtshof (2021): Beschluss EnVR 7/20 in der energiewirtschaftsrechtlichen Verwaltungssache Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor.
- Bundesnetzagentur (2018): Beschluss zum Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs.1 Nr. 2a i.V.m. §9 Abs. 3 ARegV hinsichtlich der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung, 21.02.2018.
- Caves, D., L. Christensen und W.E. Diewert (1982a): Multilateral Comparisons of Output, Input, and Productivity Using Superlative Index Numbers, *Economic Journal*, 92, 73–86.
- Caves, D., L. Christensen und W.E. Diewert (1982b): The Economic Theory of Index Numbers and the Measurement of Input, Output, and Productivity, *Econometrica* 50, 6, 1393–1414.
- Choi, I. (2001): Unit root tests for panel data. *Journal of International Money and Finance* 20: 249-272.
- Coelli, T. J., D. S. Prasada Rao, C. J. O'Donnell, und G. E. Battese (2005): An introduction to efficiency and productivity analysis. New York: Springer, 2005.
- Deuchert, E. (2017): Berechnung des  $X_{gen}$  unter Verwendung von Regressionsmethoden, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* September 2017, Vol. 41(3), 213.223.
- DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches] (2020): Wasserstoff über die Gasverteilernetze für alle nutzbar machen, abrufbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gas-verteilnetz-dvgw-broschuere.pdf>, zuletzt abgerufen am 7.6.2022.
- E-Control (2012): Regulierungssystematik für die zweite Regulierungsperiode Gas, 1.1.2013-31.12.2017.
- E-Control (2017): Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber - 1. Jänner 2018 - 31. Dezember 2022, 23. Oktober 2017.
- E-Control (2018): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 - 31. Dezember 2023, Dezember 2018, abrufbar unter: [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Regulierungssystematik\\_4\\_Periode\\_STROM\\_Dez+2018.pdf/a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e?t=1562139961156](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Regulierungssystematik_4_Periode_STROM_Dez+2018.pdf/a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e?t=1562139961156), zuletzt abgerufen am 11.5.2022.
- E-Control (2021): Verbraucherstruktur, Stand Juni 2021, abrufbar unter <https://www.e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/marktstatistik/verbraucherstruktur>, zuletzt abgerufen am 10.5.2022.
- Eisenbast, W., J. Perner und A. Rodgarkia-Dara (2017): Was bringt die Anreizregulierung „2.1“? – Anmerkungen zum novellierten Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetzbetreiber, *Wirtschaftsdienst*, Vol. 97, No. 1, 64-70.
- ENA (2021a): Delivering the pathway to Net Zero, Tomorrow's Heat, Today's Opportunity.
- ENA (2021b): Britain's Hydrogen Network Plan, Report.#

- Färe, R., S. Grosskopf, B. Lindgren und P. Ross (1989): Productivity developments in Swedish hospital: A Malmquist output index approach, Data Envelopment Analysis: Theory, methodology and applications. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Färe, R., S. Grosskopf, M. Norris und Z. Zhang (1994): „Productivity growth, technical progress, and efficiency change in industrialized countries“, American Economic Review, 66-83.
- Gluzman, P., und D. Panigo (2015): Global search regression: A new automatic model-selection technique for cross-section, time-series, and panel-data regressions, The Stata Journal 15(2), 325-349.
- Guenther, T.W., Riehl, A., Rößler, R. (2013): Cost stickiness: state of the art of research and implications, J Manag Control 24, 301–318.
- Gugler, K., und M. Liebensteiner (2016): Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischen Gasverteilnetz. Wien: Studie für den Fachverband der österreichischen Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, 2016.
- Gugler, K., und M. Liebensteiner (2017): Addendum zu "Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischem Gasverteilnetz". Studie für den Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW), 2017.
- Gugler, K., Liebensteiner, M. (2019): Productivity growth and incentive regulation in Austria's gas distribution, Energy Policy, vol. 134, November.
- Gugler, K., M. Klien, und S. Schmitt (2012): Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten zu Benchmarkingmethoden für die österreichischen Energienetze. Guachten für die E-Control Austria, 2012.
- Janssen, J.E. und Jacobs, V. (2021): Regulation of electricity and gas network tariffs for 2022 to 2026, available at: <https://www.lexology.com/commentary/energy-natural-resources/netherlands/stek/regulation-of-electricity-and-gas-network-tariffs-for-2022-to-2026>, zuletzt abgerufen am 05.01.2022.
- Kaufmann, L. (2019): The past and future of the X factor in performance-based regulation, The Electricity Journal, Volume 32, Issue 3, April 2019, Pages 44-48.
- Kienberger, T., Sejkora, C., Greiml, M., Kriechbaum, L. (2019): Greening the Gas – Kostenbetrachtung der Einbindung existierender Biogasanlagen in das österreichische Gasnetz, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik Montanuniversitaet Leoben.
- Kumbhakar S.C, H.-J. Wang und A.P. Horncastle (2015): A Practitioner's Guide to Stochastic Frontier Analysis Using Stata. New York: Cambridge University Press, 2015.
- Liebe, A., Schmitt, S., Stronzik, M., Wissner, M. (2017): Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, Überarbeitete Version nach Eingang der Stellungnahmen, Studie für die Bundesnetzagentur.
- Malmquist, S. (1953): Index Numbers and Indifference Surfaces, Trabajos de Estadística, 4, 209–242.
- Makholm, J.D. (2018): The rise and decline of the X factor in performance-based electricity regulation, The Electricity Journal, Volume 31, Issue 9, November 2018, Pages 38-43.

- Oberle, S. und Gnann, T. (2021): Ist der regulatorische Rahmen von Gasverteilnetzen für die zukünftigen Herausforderungen im deutschen Energiesystem gewappnet?, 12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
- Ofgem (2010): RIIO: A new way to regulate energy networks. Factsheet 93, Ofgem, London, October 2010.
- Ofgem (2020): RIIO-2 Final Determinations - Core Document, 8. Dezember 2020.
- Ofgem (2021): Case study (UK): Price controls in net zero energy networks, abrufbar unter: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/case-study-uk-price-controls-net-zero-energy-networks>, zuletzt abgerufen am 05.01.2022.
- ÖVGW [Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach] (2021): Mehr Grünes Gas im Gasnetz: Neue ÖVGW-Richtlinie ermöglicht bereits Wasserstoffanteil von 10 Prozent, abrufbar unter: [https://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20210601\\_OTS0110/mehr-gruenes-gas-im-gasnetz-neue-oevgw-richtlinie-ermoeglicht-bereits-wasserstoffanteil-von-10-prozent](https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20210601_OTS0110/mehr-gruenes-gas-im-gasnetz-neue-oevgw-richtlinie-ermoeglicht-bereits-wasserstoffanteil-von-10-prozent), zuletzt abgerufen am 14.01.2022.
- Oxera (2017): Wissenschaftlicher Standard zur Ermittlung des Xgen, Eine Studie für den BDEW vor dem Hintergrund des Festlegungsentwurfs der BNetzA (BK4-17-093).
- Ready4H2 (o.D.): Europe's Local Hydrogen Networks, PART 1: Local gas networks are getting ready to convert.
- Schmitt, S., M. Stronzik, D. Bauknecht und C. Heinemann (2015): Entwicklung der Anreizregulierung als Smart-Grids-Rahmenbedingung, Studie für das Ministerium für Umwelt, Klimaschutz und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Oktober 2015).
- Schmitt, S, M. Stronzik und M. Wissner (2017): Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Gasverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der dritten Regulierungsperiode, Studie für die E-Control, Bad Honnef, 2017.
- Schweinsberg, A., M. Stronzik und M. Wissner (2012): Genereller Produktivitätsfaktor österreichischer Gasverteilernetzbetreiber. Studie für E-Control. Bad Honnef.
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen, Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit, Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP.
- Stronzik, M. (2013): Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition. Bad Honnef: WIK Diskussionsbeitrag Nr. 379.
- Stronzik, M., und M. Wissner (2018): Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Stromverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der vierten Regulierungsperiode, Endbericht für E-Control, 26. Juni 2018, Bad Honnef.
- Sumicsid und EE<sup>2</sup> (2008): PROJEKT GERNER IV Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilernetzbetreiber Strom, Endfassung, 14.11.2008.
- Umweltbundesamt (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors, Climate Change, 12/2019.

## Annex

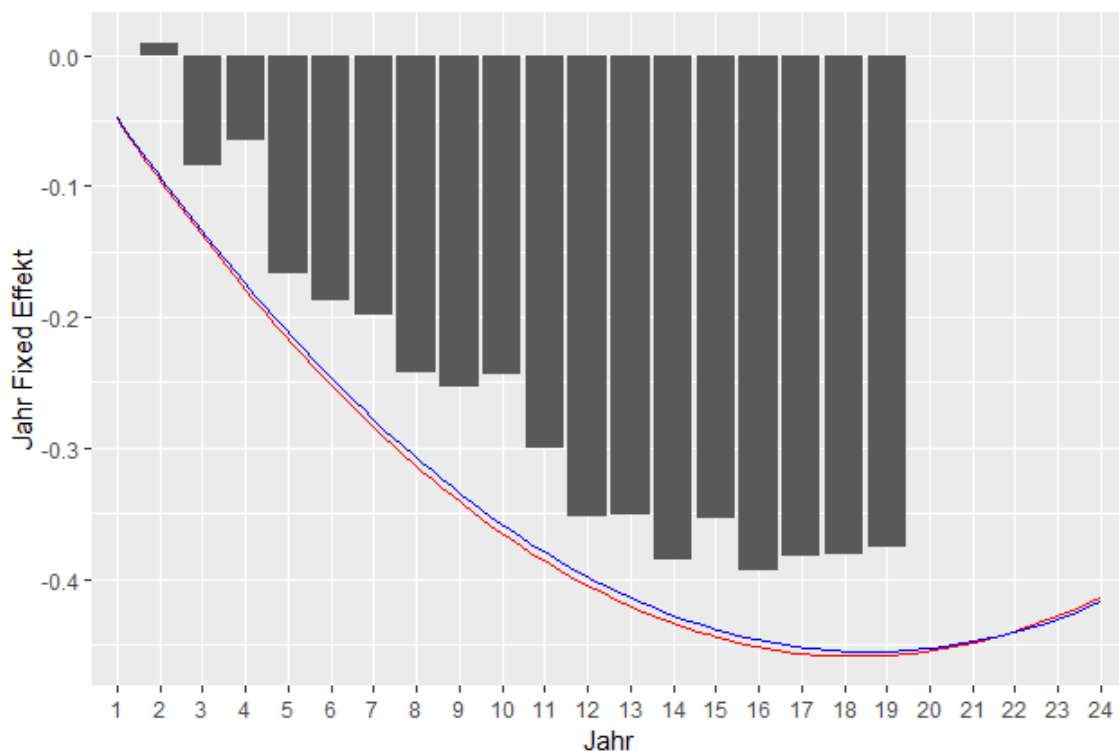
Tabelle A-1: Deskriptive Statistik der potentiellen Hauptkostentreiber

Variable	Arithmetisches Mittel	Median	Standardabweichung			Min	Max
			Overall	Between	Within		
<u>opex.real</u>	12.615,87	5.123,4	21.613,81	3.121,43	3.594,97	98,92	107.361,3
<u>ahk.real</u>	8.654,84	2.017,5	15.582,71	8.213,88	9.767,72	0,40	108.810,5
<u>abgabe.arbeit</u>	5.560.949	2.024.578	7.871.035,5	774.683,8	945.887,3	12.185,52	28.358.460
<u>num.hh</u>	37.681,35	22.991	58.613,64	7.454,84	7.904,66	415	282.785
<u>netlength.total</u>	2.515,83	1.925,91	3.333,25	373,18	435,60	22	14.726,11
<u>num.meter</u>	78.243,46	27.174	163.125,76	6.185,98	7.439,44	296	71.3708
<u>num.meter.end.u- ser</u>	79.386,08	28.170	165.369,88	5.288,6	6.529,28	305	71.4041
<u>max.gas.hour</u>	1.587.997	617.825,2	2.264.777,5	287.642,9	345.099,3	6.201,4	8.735.054
<u>max.gas.day</u>	32.207.404	12.213.305	45.648.836	6.355.201	7.757.570	99.189,13	188.468.038
<u>w.labor_real</u>	62,12	53,29	39,43	26,36	31,03	15,66	438,05

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Datensätze von E-Control und Gugler/Liebensteiner.



Abbildung A-1: Vergleich eines parametrischen und nichtparametrischen Zeittrends



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Datensatzes von E-Control.

Abbildung A-1 zeigt für die OLS den Unterschied zwischen einer Schätzung des technischen Fortschritts mittels eines quadratischen Zusammenhangs (linearer und quadrierter Term für die Zeit sind Bestandteil der Regressionsgleichung) und einer Schätzung ohne Vorgabe eines funktionalen Zusammenhanges für den Zeittrend (nichtparametrischer Zeittrend). Im zweiten Fall wurde der Zeittrend durch jahresspezifische binäre Variablen (Jahres-FE) ersetzt. Die geschätzten Werte dieser jahresspezifischen binären Variablen werden in der Abbildung A-1 durch die grauen Balken dargestellt und sind bezogen auf das erste Jahr (2002) des Betrachtungszeitraums.<sup>106</sup> Die Jahres-FE sind alle signifikant von Null verschieden. Die blaue und rote Linie zeigen die Entwicklung des parametrischen Zeittrends für die Grundspezifikation geschätzt mittels RE-Modells (rot) und FE-Modells (blau).<sup>107</sup>

Im ersten Teil des Beobachtungszeitraums zeigt sich eine Übereinstimmung der Entwicklungen der unterschiedlich geschätzten Zeittrends. Ab dem Jahr 2016 (Jahr 15 in der Abbildung) haben die jahresspezifischen Binärvariablen eine Art Plateau erreicht und

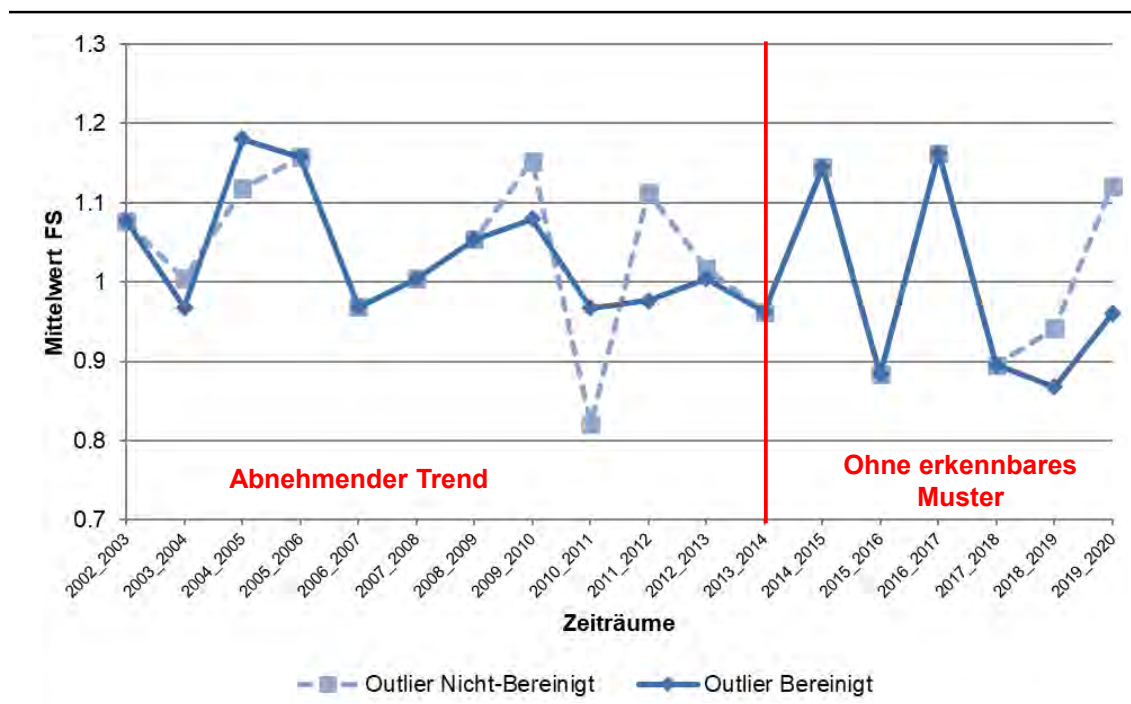
<sup>106</sup> Die negativen Werte auf der Ordinate bedeuten nicht, dass ein entsprechend negativer Frontier Shift in dem betrachteten Jahr vorliegt. Vielmehr bezieht sich der Wert allein auf den Koeffizienten der jeweiligen Jahres-FE. Der jahresspezifische Effekt in dem betrachteten Jahr fällt in Relation zu 2002 nur entsprechend geringer aus.

<sup>107</sup> Siehe Tabelle 4-3.

verbleiben auf einem ähnlichen Level mit einem leichten Anstieg gegen Ende des Betrachtungszeitraumes. Gleichzeitig ist erkennbar, dass der parametrisch geschätzte Zeittrend (rote und blaue Linie) ebenfalls wieder leicht anzusteigen beginnt. Dies ist auch dem vorgegebenen parametrischen Zusammenhang, der einer Parabel folgt, geschuldet. Dies zeigt sich umso deutlicher, wenn wir den parametrisch geschätzten Zeittrend über den Beobachtungszeitraum hinaus fortschreiben (in der Abbildung ab Jahr 20). Der Anstieg ist hier alleine dem unterstellten quadratischen Zusammenhang geschuldet.

Dies bedeutet, dass sich der in Abschnitt 4.2.1.2 konstatierte abnehmende Trend beim technischen Fortschritt mit der Zeit abschwächt. Spätestens ab dem Jahr 16 (oder 2017) kehrt sich dieser Trend um, und der technische Fortschritt steigt wieder an. Daher ist eine reine Fortschreibung gemäß Formel (4-3) auf Basis der geschätzten Koeffizienten für den linearen und quadrierten Zeittrend ( $t$  und  $t^2$ ) über den Betrachtungszeitraum hinaus nicht sachgerecht.

Abbildung A-2: Zeitlicher Verlauf des Frontier Shifts bei der Malmquist-DEA



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des Datensatzes von E-Control.

In Abbildung A-2 ist der zeitliche Verlauf des Frontier Shifts bei der Malmquist-DEA dargestellt. Während bis 2013/14 ein abnehmender Trend erkennbar ist, ist der Verlauf anschließend ohne erkennbares Muster.