WIK-Consult • Bericht

Studie für die Bundesnetzagentur

Zukünftige Ausgestaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors

Autoren:
Dr. Marcus Stronzik
Matthias Wissner
Dajan Baischew

Bad Honnef, 24. Juni 2025

WIK CONSULT

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
www.wik-consult.com

Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführung	Dr. Cara Schwarz-Schilling (Vorsitzende der Geschäftsführung)
	Alex Kalevi Dieke (Kaufmännischer Geschäftsführer)
Prokuristen	Prof. Dr. Bernd Sörries
	Dr. Christian Wernick
	Dr. Lukas Wiewiorra
Vorsitzender des Aufsichtsrates	Dr. Thomas Solbach
Handelsregister	Amtsgericht Siegburg, HRB 7043
Steuer-Nr.	222/5751/0926
Umsatzsteueridentifikations-Nr.	DE 329 763 261

Stand: Januar 2025

Bildnachweis Titel: ©konopka@foto-ruhrgebiet.de – stock.adobe.com

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis IV

Tabellenverzeichnis V

Abkürzungsverzeichnis VI

Zusammenfassung VII

Summary X

1 Einleitung 1

1.1 Gutachtenauftrag 1

1.2 Aufbau des Gutachtens 2

2 Der generelle X-Faktor in der Anreizregulierung 3

2.1 Grundsätzliche Funktionalität 3

2.2 Derzeitiger Rahmen in Deutschland 4

2.3 Kurzbeschreibung der wesentlichen Weiterentwicklungsoptionen 5

2.3.1 Totex-Xgen 5

2.3.2 Realer Totex-Xgen 6

2.3.3 Opex-Xgen der BNetzA 6

2.3.4 Opex-Xgen der Netze BW 6

2.3.5 Opex-Inflator 7

2.3.6 E.ON-Vorschlag 7

3 Transformation der deutschen Energieinfrastruktur und deren Auswirkungen auf die Anwendbarkeit des generellen X-Faktors 8

3.1 Stromnetze 8

3.1.1 Entwicklungstendenzen 8

3.1.2 Auswirkungen auf die Netzkosten und den generellen X-Faktor 10

3.2 Gasnetze 12

3.2.1 Entwicklungstendenzen 12

3.2.2 Auswirkungen auf die Netzkosten und den generellen X-Faktor 14

3.3 Internationale Regelungen zum Umgang mit Transformationsprozessen 17

3.3.1 Österreich 18

3.3.2 Niederlande 18

3.3.3 Großbritannien 19

3.4 Zwischenfazit 19

4 Aspekte einer Neugestaltung des generellen X-Faktors 21

4.1 Reformnotwendigkeiten 21

4.1.1 Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten 21

4.1.2 Mengenänderungen während der Regulierungsperiode 26

4.1.3 Funktionaler Zusammenhang des Fortschreibungsterms 28

4.1.4 Volatile Kosten 29

4.2 Methodenvielfalt 31

4.2.1 Möglichkeiten im deutschen Kontext 31

4.2.2 Internationale Beispiele 35

4.2.2.1 Österreich 35

4.2.2.2 Großbritannien 36

4.3 Wechselwirkung mit dem Effizienzvergleich 36

4.4 Zwischenfazit 37

5 Quantitative Analysen 39

5.1 Simulation der Erlösobergrenze für den Totex-Xgen 41

5.2 Indikative Kostentreiberanalyse für den Opex-Xgen 44

5.2.1 Strom 44

5.2.2 Gas 47

5.3 Anwendbarkeit von Frontier-Methoden beim Opex-Xgen 50

5.4 Korrelationsanalysen zum Opex-Inflator und E.ON-Vorschlag 52

5.4.1 Datengrundlage und Ansatz 52

5.4.2 Ergebnisse für Strom 54

5.4.3 Ergebnisse für Gas 56

5.5 Zwischenfazit 58

6 Vergleichende Bewertung 60

6.1 Bewertungskriterien 60

6.2 Analyse der Weiterentwicklungsoptionen 61

6.2.1 Totex-Xgen 61

6.2.2 Realer Totex-Xgen 64

6.2.3 Opex-Xgen der BNetzA 64

6.2.4 Opex-Xgen der NetzeBW 66

6.2.5 Opex-Inflator 67

6.2.6 E.ON-Vorschlag 68

6.3 Gesamtbewertung 68

7 Fazit 73

Literaturverzeichnis 76

Anhang 80

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Pläne der Kommunen für die Umstellung auf klimaneutrale Gase 13

Abbildung 4-1: Fallunterscheidungen 23

Abbildung 5-1: Entwicklung der Erlösobergrenzen für RP34 für die drei betrachteten Fälle 43

Abbildung 5-2: Differenz zwischen Totex-Xgen und derzeitigem Regime 44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten	22
Tabelle 4-2:	Gegenüberstellung von effizienten Kosten und EOG mit Kapitalkostenabgleich	24
Tabelle 4-3:	Vergleich von Inflation und Produktivitätsfaktor	25
Tabelle 4-4:	Indikative Aufschlüsselung der bisherigen Ergebnisse beim Malmquist [in %]	34
Tabelle 4-5:	Durchschnittliche Effizienzwerte der bisherigen Effizienzvergleiche	37
Tabelle 5-1:	Nominale Frontier Shifts für unterschiedliche Variablen	40
Tabelle 5-2:	Parametersets Strom	45
Tabelle 5-3:	Ergebnisse der indikativen Kostentreiberanalyse Strom	47
Tabelle 5-4:	Parametersets Gas	47
Tabelle 5-5:	Ergebnisse der indikativen Kostentreiberanalyse Gas	49
Tabelle 5-6:	Opex-Intensität Peers vs. alle Netzbetreiber (DEA)	50
Tabelle 5-7:	Opex-Intensität der Top 10 % der Netzbetreiber mit dem größten Frontier Shift vs. alle Netzbetreiber (DEA)	51
Tabelle 5-8:	Datengrundlage der Korrelationsanalysen	53
Tabelle 5-9:	Korrelationskoeffizienten der Veränderungsraten Strom	55
Tabelle 5-10:	Korrelationskoeffizienten der Veränderungsraten Gas	56
Tabelle 6-1:	Zusammenfassende Übersicht über die Weiterentwicklungsoptionen	69
Tabelle 6-2:	Scoring-Ansatz für die Gesamtbewertung der Weiterentwicklungsoptionen	71
Tabelle A-0-1:	Realkapitalerhaltung	80
Tabelle A-0-2:	Nettosubstanzerhaltung	81

Abkürzungsverzeichnis

BMWK	Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
Capex	Capital expenditures (Kapitalkosten)
DEA	Data Envelopment Analysis
E-Control	Regulierungsbehörde in Österreich für Strom und Gas
EOG	Erlösobergrenze
EU-KLEMS	Datenbank auf der Ebene der Europäischen Union (EU) zu Kapital (K), Arbeit (L - labour), Energie (E), Material (M) und Services (S)
FS	Frontier Shift (Verschiebung der Effizienzgrenze über die Zeit)
IoT	Internet of Things
KAnEu	Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen
KI	Künstliche Intelligenz
OE	Ongoing Efficiency Target (Großbritannien)
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (britische Regulierungsbehörde)
OLS	Ordinary Least Squares
Opex	Operating expenses (Betriebskosten)
ROLS	Robust Ordinary Least Squares
RP	Regulierungsperiode
RPE	Real-Price-Effects (Großbritannien)
SFA	Stochastic Frontier Analysis
sTotex	standardisierte Gesamtkosten
Totex	Total expenditures (Gesamtkosten)
TQ	Törnqvist
VNB	Verteilernetzbetreiber
VPI	Verbraucherpreisindex
Xgen	genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (genereller X-Faktor)

Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der laufenden Diskussionen zur Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die Betreiber von Energienetzen in Deutschland wird im Rahmen dieses Gutachtens der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (auch als genereller X-Faktor oder kurz Xgen bzw. Produktivitätsfaktor oder kurz PF bezeichnet) als ein wesentlicher Baustein der deutschen Anreizregulierung einer kritischen Analyse unterzogen. Neben der grundsätzlichen Frage, ob dessen Anwendbarkeit zukünftig aufgrund der sich abzeichnenden Transformationsprozesse in den Sektoren Strom und Gas noch gerechtfertigt ist, werden weitere Aspekte einer Neugestaltung des generellen X-Faktors in den Blick genommen. Dies betrifft sowohl Reformnotwendigkeiten der gegenwärtigen Regelungen zum generellen X-Faktor als auch Punkte wie die Methodenvielfalt bei der Ermittlung eines Wertes für den Faktor und den Zusammenhang zum individuellen X-Faktor. Hinsichtlich möglicher Anpassungen des Xgen in der Zukunft stehen sechs Vorschläge im Zentrum der Untersuchungen. Vier Vorschläge (Totex-Xgen, realer Totex-Xgen, Opex-Xgen und Opex-Inflator) wurden von der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Diskussion gestellt. Ein Alternativvorschlag für einen Opex-Xgen wurde von Netze BW unterbreitet. E.ON hat einen Alternativvorschlag zum Opex-Inflator in die Diskussion eingebracht. Qualitative Analysen werden dabei ergänzt durch quantitative Analysen zu einzelnen Teilaspekten mit dem Ziel einer vergleichenden Gesamtbewertung der sechs genannten Vorschläge zur Weiterentwicklung des generellen X-Faktors.

Hinsichtlich der Anwendbarkeit erscheint die Fortführung des Produktivitätsfaktors im Strombereich weiterhin uneingeschränkt gerechtfertigt. Die Energiewende führt hier zu einer evolutionären Transformation, bei der das bestehende Übertragungs- und Verteilnetz schrittweise an neue Anforderungen angepasst wird – etwa durch zusätzliche Kapazitäten, Digitalisierung oder den Anschluss erneuerbarer Erzeuger. Die bestehenden Mechanismen der Anreizregulierung bleiben dabei grundsätzlich geeignet, um Effizienzpotenziale zu heben. Veränderungen durch die Energiewende werden sich langfristig in den Parametern des Effizienzvergleichs widerspiegeln und können somit im Rahmen des bestehenden Regulierungsmodells verarbeitet werden.

Im Gasbereich hingegen ist der Xgen kritischer zu betrachten. Wenn den bisherigen politischen Vorgaben (Ausstieg aus der Gasversorgung und Einstieg in die Wasserstoffversorgung) weiter gefolgt wird, handelt es sich um eine revolutionäre, teils disruptive Systemveränderung, bei der sich die gesamte Versorgungsaufgabe längerfristig grundlegend wandelt – von der flächendeckenden Erdgasversorgung hin zu Rückbau, Stilllegung oder punktuellem Umbau für Wasserstoffinfrastrukturen. Diese Entwicklung wird zudem regional stark differenziert verlaufen. Stilllegung und teilweise Umrüstung für eine Wasserstoffnutzung unterscheiden sich deutlich von der bisherigen Versorgungsaufgabe der Gasnetzbetreiber. In Kombination mit der regional differenzierten Entwicklung ist auch nicht davon auszugehen, dass sich diese Veränderungen in den Vergleichsparametern eines Effizienzvergleichs in der jetzigen

Ausgestaltung widerspiegeln. Es ist daher zu prüfen, inwiefern der Xgen langfristig weiterhin geeignet ist, diese Transformation regulatorisch aufzufangen. Da bisher jedoch noch nicht genau absehbar ist, ob und wie sich diese Entwicklung in der Zukunft manifestieren wird, erscheint es sachgerecht, den Xgen an die Anwendung des Effizienzvergleichs zu koppeln: Wird der Effizienzvergleich weiterhin angewendet, sollte auch der Xgen weiterhin Bestandteil des Regulierungsdesigns sein.

Hinsichtlich der Aspekte einer zukünftigen Neugestaltung werden für einen Großteil der betrachteten Reformnotwendigkeiten des derzeitigen Regimes von der BNetzA bereits Regelungen außerhalb der konkreten Ausgestaltung des generellen X-Faktors vorgesehen (Änderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode, volatile Kosten und funktionaler Zusammenhang des Fortschreibungsterms).

In Bezug auf den geplanten Wegfall des Törnqvist bei der Ermittlung eines Wertes für den Xgen ist die alleinige Abstellung auf den Malmquist aufgrund der deutlich reduzierten Unsicherheiten bzgl. Daten und Methodik sowie der Vorteile des Malmquist gegenüber dem Törnqvist gerechtfertigt. Auch internationale Beispiele sprechen nicht dagegen. In diesem Kontext sei ferner darauf hingewiesen, dass der bisherige Malmquist-Ansatz der BNetzA bereits eine reichhaltige Methodenvielfalt offeriert (z. B. Data Envelopment Analysis (DEA) und Stochastic Frontier Analysis (SFA)).

Bei der Weiterentwicklung des generellen X-Faktors ist zudem die Wechselwirkung mit dem individuellen X-Faktor unbedingt zu berücksichtigen. Nur ein trennscharfer Effizienzvergleich auf Basis der Gesamtkosten und ein hinreichend ausgestalteter Sanktionsmechanismus können bei einer unterschiedlichen Behandlung von operativen Kosten (Budgetprinzip) und Kapitalkosten (Kapitalkostenabgleich) gewährleisten, dass Maßnahmen effizient umgesetzt werden.

Hinsichtlich der quantitativen Analysen haben Simulationsrechnungen zur Entwicklung der Erlösobergrenze ergeben, dass die Einführung des Kapitalkostenabgleichs zur dritten Regulierungsperiode zu einer wesentlichen Verbesserung der Erlössituation der Netzbetreiber beigetragen hat. In Relation zu dieser Verbesserung sind die Auswirkungen eines Wegfalls der Doppelanpassung bei den Kapitalkosten durch den von der BNetzA präferierten Totex-Xgen zu vernachlässigen. Wenn die Änderungsrate des Verbraucherpreisindexes größer als der generelle X-Faktor ist, fällt die Erlösobergrenze beim Totex-Xgen etwas geringer aus als im derzeitigen Regime, da der Fortschreibungsterm nicht mehr auf den Altanlagenbestand angewendet wird. Im umgekehrten Fall hat der Totex-Xgen in Relation zum derzeitigen Regime eine leicht höhere Erlösobergrenze zur Folge.

Die Anwendbarkeit der Vergleichsparameter aus den Effizienzvergleichen im Rahmen eines Opex-basierten Xgen kann sowohl für Strom als auch für Gas nicht abschließend beantwortet werden. Aufgrund der eingeschränkten Aussagekraft der durchgeführten indikativen Kostentreiberanalyse muss für die Möglichkeit der Anwendbarkeit eines

Opex-Xgen in einer zukünftigen Regulierungsperiode zuvor umfassender analysiert werden, ob nicht andere Parameter außerhalb des betrachteten Parametersets erforderlich wären. Insbesondere die Notwendigkeit einer eigenen Kostentreiberanalyse führt zu einer erheblichen Unsicherheit bei der Anwendung eines Opex-Xgen. Insofern fehlen im deutschen Anreizregulierungssystem entsprechende Vergleichswerte.

Es konnte kein Hinweis darauf identifiziert werden, dass ein Opex-basierter Produktivitätsfaktor durch kapitalintensive Netzbetreiber getrieben wird, was grundsätzlich gegen dessen Einbeziehung in den Abwägungsprozess gesprochen hätte. Auch bei diesem Punkt gilt jedoch eine gewisse Einschränkung, da die Analysen für einen Zeitraum erfolgten, in dem de facto ein Totex-Xgen zur Anwendung kam.

Für die beiden Varianten, die gänzlich auf einen generellen X-Faktor verzichten (Opex-Inflator und E.ON-Vorschlag), konnten im Rahmen von Korrelationsanalysen keine Indexreihen identifiziert werden, die die Entwicklung der Opex in der Vergangenheit adäquat abbilden können. Dies gilt sowohl für die alleinige Abbildung der Preiskomponente als auch für die Abbildung einer kombinierten Mengen- und Preisänderung bei den Opex. Vereinzelt etwas höhere Korrelationen sind eher zufällig bedingt, als dass sie systematische Zusammenhänge widerspiegeln, was jedoch für eine Anwendung im regulatorischen Kontext erforderlich wäre.

Auf Basis der vorherigen Analysen werden die sechs betrachteten Weiterentwicklungsoptionen einer vergleichenden Bewertung zugeführt. Allen Varianten gemeinsam ist, dass sie das bisherige Problem einer Doppelanpassung bei den Kapitalkosten in Form einer doppelten Inflationierung bzw. einer doppelten Produktivitätsvorgabe lösen. Hinsichtlich der drei Bewertungskriterien Zielgenauigkeit, Robustheit und Praktikabilität weisen alle Varianten sowohl Vor- als auch Nachteile auf, wobei keine Variante hinsichtlich aller Bewertungskriterien als eindeutig vorteilhaft identifiziert werden kann. Der Totex-Xgen dominiert jedoch das Bewertungskriterium Zielgenauigkeit. Hinsichtlich der Bewertungskriterien Robustheit und Praktikabilität schneiden andere Methoden, insbesondere im Hinblick auf die Reduktion des Einführungs- und Umsetzungsaufwandes teilweise besser ab. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass die Robustheit und Praktikabilität einer Methode nicht zu Lasten der Zielgenauigkeit gehen sollten, was vorliegend insbesondere beim OPEX-Inflator und beim Vorschlag der E.ON der Fall ist. Es ist zu konstatieren, dass alle Varianten den Verlauf effizienter Kosten während der Regulierungsperiode nur unter restriktiven Bedingungen abbilden können. Auf Basis eines Scoring-Ansatzes, der die zuvor qualitativen Einschätzungen quantifiziert, erweist sich der Totex-Xgen als die Variante mit dem höchsten Gesamt-Score.

Summary

Against the background of ongoing discussions on the further development of the regulatory framework for energy network operators in Germany, this report provides a critical analysis of the general sectoral productivity factor (also referred to as the general X-factor or simply Xgen), which is a key component of German incentive regulation. In addition to the fundamental question of whether its continued applicability is justified in light of the emerging transformation processes in the electricity and gas sectors, the report also examines various aspects of a potential redesign of the general X-factor. These include both the need to reform the current regulations concerning Xgen and considerations such as methodological diversity in determining its value and its relationship to the individual X-factor.

Six proposals for potential adjustments to Xgen are the focus of the study. Four proposals (Totex-Xgen, real Totex-Xgen, Opex-Xgen, and Opex-Inflator) were introduced by the Federal Network Agency (BNetzA) for discussion. An alternative proposal for an Opex-Xgen was submitted by Netze BW, and E.ON proposed an alternative to the Opex-Inflator. Qualitative assessments are complemented by quantitative analyses of specific issues, aiming to deliver a comparative evaluation of the six proposals for further development of the general X-factor.

Regarding applicability, the continued use of the productivity factor in the electricity sector appears fully justified. The energy transition in this area represents an evolutionary transformation in which the existing transmission and distribution networks are gradually adapted to meet new requirements - for example, through additional capacity, digitalization, or the connection of renewable energy sources. The existing mechanisms of incentive regulation remain fundamentally suitable for leveraging efficiency potentials. Long-term changes resulting from the energy transition will be reflected in the parameters of the efficiency benchmarking and can be handled within the existing regulatory framework.

In the gas sector, however, the Xgen should be viewed more critically. If the current political guidelines (phasing out natural gas supply and transitioning to hydrogen supply) continue to be followed, this constitutes a revolutionary, partly disruptive transformation of the system. In the long term, the entire supply task will fundamentally change — from comprehensive natural gas supply to decommissioning, shutdown, or selective conversion for hydrogen infrastructures. This development will also vary significantly across different regions. Decommissioning and partial conversion for hydrogen use differ substantially from the traditional supply responsibilities of gas network operators. Given the regionally diverse nature of this development, it is unlikely that these changes will be adequately reflected in the current parameters of efficiency benchmarking. Therefore, it is necessary to assess the extent to which the Xgen remains suitable in the long term to accommodate this transformation from a regulatory perspective. However, since it is still unclear how and to what extent this development will manifest in the future, it seems

reasonable to link the Xgen to the application of efficiency benchmarking: If efficiency benchmarking continues to be applied, the Xgen should also remain part of the regulatory framework.

Regarding potential future redesign, the BNetzA has already proposed regulations outside of Xgen for most of the identified reform needs in the current regime (e.g., changes in the supply task during the regulatory period, volatile costs, and functional linkage of the continuation term).

With respect to the planned discontinuation of the Törnqvist index in calculating Xgen, relying solely on the Malmquist index appears justified due to its significantly lower uncertainty regarding data and methodology, as well as its advantages over Törnqvist. International examples also do not argue against this change. However, considering that energy networks are critical infrastructure and given the ongoing and foreseeable transformation processes, the use of a simple average — as is currently the case with Malmquist — should be critically re-evaluated. It would be worth considering using the methodological diversity inherent to Malmquist and, while maintaining the "worst-of-two" principle, adopting the minimum of Data Envelopment Analysis (DEA) and Stochastic Frontier Analysis (SFA) in the future. This would also align with the precautionary principle in regulatory decisions.

In developing the general X-factor, the interaction with the individual X-factor must be carefully considered. Only a clearly defined efficiency comparison based on total costs and a sufficiently robust penalty mechanism can ensure that measures are implemented efficiently, especially when operating and capital costs are treated differently (budget principle vs. capital cost reconciliation). Whether these two conditions are met in the German context cannot be unequivocally affirmed.

Regarding the quantitative effects of the Totex-Xgen favored by BNetzA, simulation calculations on revenue cap development show that while its introduction does lead to a change in the revenue cap compared to the current regime, this change is relatively small compared to the impact of introducing capital cost reconciliation in the third regulatory period. If the rate of change of the consumer price index exceeds the general X-factor, the revenue cap under Totex-Xgen will be lower than under the current regime. If the opposite is true, Totex-Xgen will lead to a higher revenue cap.

The applicability of parameters from the efficiency benchmarking within an Opex-based Xgen can, in principle, be affirmed for both electricity and gas. However, due to the limited explanatory power of the indicative cost driver analysis conducted, a more comprehensive assessment should be carried out before switching to an Opex-Xgen in a future regulatory period. This should explore whether other parameters beyond the current set may be better suited. Only if this report’s fundamental affirmation is confirmed could a separate cost driver analysis be omitted in favor of using the parameters identified through Totex benchmarking, as done previously with the Totex-based Malmquist index.

Furthermore, there is no indication that an Opex-based productivity factor favors capital-intensive network operators — which could otherwise argue against its use. However, this finding comes with a caveat, as the analysis was conducted during a period when a Totex-Xgen was effectively in use. It remains to be seen whether incentives will change, and different results may emerge, with a shift to an Opex-Xgen.

For the two variants that entirely dispense with a general X-factor (Opex-Inflator and E.ON's proposal), correlation analyses were unable to identify index series that adequately reflect past Opex developments — neither solely for price components nor for combined price and volume changes. Slightly higher correlations observed in some cases appear to be coincidental rather than indicative of systematic relationships, which would be necessary for regulatory application.

Based on these analyses, the six adjustment options for the Xgen are comparatively evaluated. All variants resolve the current issue of double adjustment in capital costs through double inflation or double productivity requirements. Each option has both strengths and weaknesses across the evaluation criteria of accuracy, robustness, and practicality; none can be clearly identified as superior. Only the real Totex-Xgen is dominated by the Totex-Xgen. Moreover, all variants can only reflect the course of efficient costs during the regulatory period under restrictive conditions. Based on a scoring approach that quantifies prior qualitative assessments, Totex-Xgen achieves the highest overall score. However, several limitations affect the interpretability of this result — for example, future decisions (such as not adjusting Opex for changes in the supply task during the regulatory period) could significantly alter the evaluation.

1 Einleitung

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor, auch als genereller X-Faktor oder kurz Xgen bzw. Produktivitätsfaktor oder kurz PF bezeichnet, ist ein wesentlicher Bestandteil der deutschen Anreizregulierung, der die Betreiber von Strom- und Gasnetzen seit 2009 unterworfen sind. Die Anreizregulierung zielt durch die (temporäre) Entkopplung von Kosten und Erlösen darauf ab, die Betreiber von Energienetzen, die als natürliche Monopole klassifiziert werden können, zu wettbewerbsanalogem Verhalten anzureizen. Der generelle X-Faktor übernimmt dabei die Funktion, dass Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb durch technischen Fortschritt bedingte Produktivitätsveränderungen während einer Regulierungsperiode an die Netzkunden weitergeben.

Bisher war der generelle sektorale Produktivitätsfaktor in § 9 ARegV geregelt. Während er für die ersten beiden Perioden mit 1,25 % für die erste und 1,5 % für die zweite Regulierungsperiode in § 9 Abs. 2 ARegV normativ vorgegeben war, wird er mit Beginn der dritten Regulierungsperiode gemäß § 9 Abs. 3 ARegV durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) festgelegt. Die bisherigen Festlegungen waren jedoch mit langwierigen Gerichtsverfahren verbunden. Infolge einer Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes aus dem Jahr 2021 zur Stärkung der Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden und der Umsetzung in nationales Recht über eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes wurde in § 21a Abs. 3 Satz 4 Nr. 7 EnWG eine Ermächtigungsgrundlage geschaffen, die der BNetzA ein weitreichendes Entschließungs- und Auswahlermessen für die Fortführung und Weiterentwicklung des generellen X-Faktors einräumt. Im Rahmen des sogenannten NEST-Prozesses (Netze. Effizient. Sicher. Transformiert)[1] hat die BNetzA auch einen Konsultationsprozess zur Weiterentwicklung des generellen X-Faktors in Hinblick auf die fünfte Regulierungsperiode gestartet und am 28.08.2024 ein entsprechendes Eckpunktepapier veröffentlicht.[2] Am 07.05.2024 hat die Große Beschlusskammer Energie der BNetzA zudem ein Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmes und der Methode der Anreizregulierung für Strom- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN) eingeleitet und Mitte Januar 2025 ein entsprechendes Papier zum Sachstand veröffentlicht.[3]

1.1 Gutachtenauftrag

Vor dem Hintergrund der laufenden Diskussionen zur Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die Betreiber von Energienetzen in Deutschland soll im Rahmen dieses Gutachtens der generelle sektorale Produktivitätsfaktor einer kritischen Analyse

1 Vgl. BNetzA (2024a).
2 Vgl. BNetzA (2024b).
3 Vgl. BNetzA (2025a).

unterzogen werden. Neben der grundsätzlichen Frage, ob dessen Anwendbarkeit zukünftig aufgrund der sich abzeichnenden Transformationsprozesse in den Sektoren Strom und Gas noch gerechtfertigt ist, sollen weitere Aspekte einer Neugestaltung des generellen X-Faktors in den Blick genommen werden. Dies betrifft sowohl Reformnotwendigkeiten der gegenwärtigen Regelungen zum generellen X-Faktor als auch Punkte wie die Methodenvielfalt bei der Ermittlung eines Wertes für den Faktor und den Zusammenhang zum individuellen X-Faktor. Hinsichtlich möglicher Anpassungen des Xgen in der Zukunft stehen sechs Vorschläge im Zentrum der Untersuchungen. Vier Vorschläge (Totex-Xgen, realer Totex-Xgen, Opex-Xgen und Opex-Inflator) wurden von der BNetzA zur Diskussion gestellt. Ein Alternativvorschlag für einen Opex-Xgen wurde von Netze BW unterbreitet. E.ON hat einen Alternativvorschlag zum Opex-Inflator in die Diskussion eingebracht. Qualitativen Analysen sollen dabei durch quantitative Analysen zu einzelnen Teilaspekten ergänzt werden mit dem Ziel einer vergleichenden Gesamtbewertung der sechs genannten Vorschläge zur Weiterentwicklung des generellen X-Faktors.

1.2 Aufbau des Gutachtens

Kapitel 2 legt die Grundlagen für die weiteren Analysen, indem zum einen die wesentlichen bisherigen Regelungen zum generellen X-Faktor dargestellt werden und zum anderen die sechs betrachteten Varianten zur Weiterentwicklung des Xgen kurz beschrieben werden. Kapitel 3 befasst sich mit den Transformationsprozessen im Strom- und Gassektor und den sich daraus ergebenden Implikationen für die Anwendbarkeit des Produktivitätsfaktors. Kapitel 4 beleuchtet unterschiedliche Aspekte einer Neugestaltung des generellen X-Faktors. Neben den Reformnotwendigkeiten der gegenwärtigen Regelungen zum generellen X-Faktor werden auch Punkte wie die Methodenvielfalt bei der Ermittlung eines Wertes für den Faktor und der Zusammenhang zum individuellen X-Faktor thematisiert. Kapitel 5 beinhaltet die quantitativen Analysen. Neben einer Simulation der Erlösobergrenze für den Totex-Xgen wird die Anwendbarkeit von Frontier-Methoden beim Opex-Xgen untersucht und eine indikative Kostentreiberanalyse für diesen Ansatz durchgeführt. Ferner erfolgen Korrelationsanalysen für den Opex-Inflator und den E.ON-Vorschlag, um adäquate Preisindizes zur Abbildung der Betriebskosten zu identifizieren. Kapitel 6 führt die vorherigen Analysen zu einer vergleichenden Gesamtbewertung der sechs genannten Vorschläge zur Weiterentwicklung des generellen X-Faktors zusammen. Abschließend wird in Kapitel 7 ein Fazit gezogen.

2 Der generelle X-Faktor in der Anreizregulierung

In diesem Kapitel werden die Grundlagen für die weiteren Analysen gelegt. In Abschnitt 2.1 wird die grundsätzliche Funktionalität des Produktivitätsfaktors im Rahmen einer Anreizregulierung erläutert. Abschnitt 2.2 beinhaltet eine Darstellung der wesentlichen Regelungen zum generellen X-Faktor in Deutschland. Kurzbeschreibungen der wichtigsten in der Diskussion befindlichen Varianten zur Weiterentwicklung des Xgen erfolgen in Abschnitt 2.3.

2.1 Grundsätzliche Funktionalität

Die Funktion des Produktivitätsfaktors besteht in Anlehnung an die intendierte Wettbewerbsanalogie einer Anreizregulierung darin, durch technischen Fortschritt bedingte Produktivitätsänderungen während einer Regulierungsperiode an die Netzkunden weiterzugeben. Auf wettbewerblich organisierten Märkten können Unternehmen nur die um den technischen Fortschritt reduzierten Inputpreisänderungen auf die Endkunden abwälzen. Andernfalls würden sie aufgrund überhöhter Preise aus dem Markt ausscheiden. Somit fördert der Xgen eine wettbewerbsanaloge Dynamik in natürlichen Monopolen. Ziel des generellen X-Faktors ist es, den Verlauf der effizienten Kosten eines Netzbetreibers auch während einer Regulierungsperiode, in der die Erlöse von den Kosten entkoppelt sind, adäquat nachzubilden.

Damit fokussiert sich der Xgen auf die durch technischen Fortschritt bedingte Steigerung der Produktivität. Da die Inflationierung der Kosten des Basisjahres im Rahmen der deutschen Anreizregulierung nicht über einen sektoralen Inputpreis, sondern über den Verbraucherpreisindex geschieht, der einen gesamtwirtschaftlichen Outputpreisindex darstellt, muss der generelle X-Faktor in Deutschland daher gemäß folgender Differenzenbetrachtung ermittelt werden:[4]

(2-1) $$x_{gen} = (TF^{Netz} - TF^{GW}) + (\Delta IP^{GW} - \Delta IP^{Netz}).$$

Es werden die Differenzen des technischen Fortschritts (TF^{Netz}) und der Inputpreisentwicklung (ΔIP^{Netz}) der Netzwirtschaft jeweils in Relation zur Gesamtwirtschaft betrachtet (TF^{GW} und ΔIP^{GW}). Dies ist erforderlich, um gewissermaßen die durch die Inflationierung der Kosten des Basisjahres mit der Änderungsrate des Verbraucherpreisindexes bedingten gesamtwirtschaftlichen Verunreinigungen der netzwirtschaftlichen Betrachtungen wieder zu bereinigen.[5]

4 Siehe z. B. Bernstein und Sappington (1999).
5 Siehe z. B. Liebe et al. (2017), Schmitt und Stronzik (2015) und Stronzik et al. (2023a, 2023b).

2.2 Derzeitiger Rahmen in Deutschland

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor ist ein zentraler Bestandteil der deutschen Anreizregulierung und dient – wie eben ausgeführt – dazu, Produktivitätsfortschritte infolge technischen Fortschritts im Strom- und Gasnetzbereich an die Netzkunden weiterzugeben. Als Ausgangspunkt wird zunächst die grundsätzliche Systematik des generellen X-Faktors im derzeitigen Regulierungsdesign in Deutschland erläutert. Die Formel für die Erlösobergrenze (EOG) im Jahr t, EOG_t, lässt sich vereinfachend ausdrücken als

(2-2) $$EOG_t = \left(C_0^{opex} + C_0^{capex} - C_t^{Abzug}\right) * (1 - xind_t) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t\right) + KKA_t,$$

wobei $xgen_t = [(1 + xgen)^t - 1]$.[6]

Die Gesamtkosten (Totex) werden in die Betriebskosten (Opex) und die Kapitalkosten (Capex) aufgesplittet, da sie im Rahmen der Anreizregulierung unterschiedlich behandelt werden. Während die Opex dem Budgetprinzip folgen, unterliegen die Kapitalkosten einem Kapitalkostenabgleich. Das Budgetprinzip bedeutet, dass die Kosten ausgehend von den Kosten des Basisjahres (C_0^{opex}) während der Regulierungsperiode mit der Änderung des Verbraucherpreisindexes ($\frac{VPI_t}{VPI_0}$) abzüglich des generellen X-Faktors ($xgen_t$) inflationiert werden. Zusätzlich müssen noch die individuellen Effizienzvorgaben ($xind_t$) berücksichtigt werden, die sich aus dem vor Beginn der Regulierungsperiode stattfindenden Effizienzvergleich ergeben. Die Kapitalkosten werden während einer Regulierungsperiode über den Kapitalkostenabgleich jährlich entsprechend der Vorgaben der Netzentgeltverordnungen fortgeschrieben. Kapitalkosten, die nicht mehr anfallen (z. B. aufgrund des Endes der Nutzungsdauer) werden von den Kosten des Basisjahres abgezogen ($C_0^{capex} - C_t^{Abzug}$), während die Abschreibungen und die Eigenkapitalverzinsung von Neuinvestitionen über den Kapitalaufschlag (KKA_t) unmittelbar Eingang in die Erlösobergrenze erhalten. Auf den verbleibenden Kapitalstock des Basisjahres werden, wie bei den operativen Kosten der Verbraucherpreisindex, der generelle X-Faktor sowie der individuelle X-Faktor angewendet. Bei den Kapitalkosten ist zudem zu berücksichtigen, dass Anlagen, die vor dem 1.1.2006 aktiviert wurden, dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung folgen, während Investitionen ab dem 1.1.2006 dem Realkapitalerhaltungsprinzip unterliegen. Bei der Nettosubstanzerhaltung erfolgt die Inflationierung mittels Tagesneuwerten über die Abschreibungen, während auf das gebundene Eigenkapital eine Realverzinsung gewährt wird. Bei der Realkapitalerhaltung erfolgt die Inflationierung hingegen über die Gewährung einer die zukünftige Inflationserwartung enthaltenden Nominalverzinsung, während die Abschreibungen auf den ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten basieren (Buchwerte). Voraussichtlich wird ab der fünften Regulierungsperiode komplett auf das Realkapitalerhaltungsprinzip umgestellt.[7] Ferner plant die BNetzA eine Verkürzung der

6 Unter der Annahme, dass der vor Beginn der Regulierungsperiode festgelegte Wert für den generellen X-Faktor, $xgen$, als Prozentwert aufgefasst wird.

7 Siehe BNetzA (2024b: 9) und BNetzA (2025a: 107f.).

Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre, wobei die fünfte Regulierungsperiode als Übergang noch einmal fünf Jahre dauern soll.[8]

Hinsichtlich der konkreten Ermittlung nutzt die Behörde zur Berechnung den Törnqvist- und den Malmquist-Index.[9] Der Törnqvist-Index basiert auf Daten aus der handelsrechtlichen Gewinn- und Verlustrechnung sowie auf Preisreihen zur Inputpreisentwicklung. Als Durchschnittsmethode kann der Törnqvist nicht zwischen Effizienzsteigerungen in Form eines Catch-ups (Annäherung an die Effizienzgrenze) und technischem Fortschritt (Frontier Shift) unterscheiden. Der Malmquist-Index hingegen ermöglicht diese Separierung in Frontier Shift (Verschiebung der Effizienzgrenze durch technischen Fortschritt) und Catch-up. Der Malmquist setzt dabei auf Daten aus den Effizienzvergleichen auf und beinhaltet somit kalkulatorische Kostenwerte. Da die nominalen (nicht deflationierten) Gesamtkosten als Inputvariable verwendet werden, wird ein nominaler Frontier Shift berechnet, der neben dem technischen Fortschritt der Netzbetreiber auch die Änderung der sektoralen Inputpreise enthält.[10] Der Ansatz weist daher den Vorteil auf, dass der Term $(\Delta TF^{Netz} - \Delta IP^{Netz})$ aus Formel (2-1) direkt in einem Schritt ermittelt werden kann. Da zudem für den verbleibenden Term $(\Delta IP^{GW} - \Delta TF^{GW})$ in Formel (2-1) in einer wettbewerblich organisierten Volkswirtschaft wie in Deutschland angenommen werden kann, dass $(\Delta IP^{GW} - \Delta TF^{GW} = \Delta VPI)$ gilt, muss der mittels Malmquist ermittelte nominale Frontier Shift nur noch mit der Änderungsrate des Verbraucherpreisindexes (VPI) für den relevanten Betrachtungszeitraum addiert werden, um einen Wert für den generellen X-Faktor zu bestimmen, was insgesamt eine deutliche Vereinfachung gegenüber einer separaten Ermittlung aller vier Größen aus Formel (2-1) zur Konsequenz hat.

2.3 Kurzbeschreibung der wesentlichen Weiterentwicklungsoptionen

Im Folgenden werden sechs im Kontext der derzeit laufenden Diskussionen wesentlichen Varianten zur Weiterentwicklung des generellen X-Faktors kurz beschrieben.

2.3.1 Totex-Xgen

Die Idee des Totex-Xgen ist es, die bisherige Ausgestaltung weitgehend beizubehalten. Der generelle X-Faktor soll wie bisher auf Basis der Gesamtkosten ermittelt werden, wobei auf den Törnqvist u.a. aus Aufwandsgründen verzichtet werden soll und nur noch der Malmquist zur Anwendung kommen soll. Während auf die Kapitalkosten der Bestandsanlagen aus dem Basisjahr nur noch der individuelle X-Faktor angewendet wird, werden die Opex des Basisjahres weiterhin mit dem VPI sowie dem generellen und

8 Vgl. BNetzA (2025a: 2f.).
9 Siehe z. B. die Festlegungen der Bundesnetzagentur für Strom (BNetzA 2024c) sowie den Festlegungsentwurf für Gas (BNetzA 2022, 2024d) für die vierte Regulierungsperiode.
10 Vgl. z. B. Liebe et al. (2017: 36ff.).

individuellen X-Faktor fortgeschrieben. Formel (2-2) für die EOG würde folgendermaßen modifiziert werden:[11]

(2-3) $$EOG_t = \left(C_0^{Capex} - C_t^{Abzug}\right) \cdot (1 - xind_t) + C_0^{Opex}(1 - xind_t) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t^{Totex}\right) + KKA_t.$$

2.3.2 Realer Totex-Xgen

Die zentrale Idee dieses Modells besteht darin, aufgrund der unterschiedlichen Behandlung der Kosten im deutschen Regime (Budgetprinzip für die operativen Kosten und Kapitalkostenabgleich für die Capex) Inputpreis- und Produktivitätsentwicklungen getrennt voneinander zu identifizieren und anzupassen. Im Endeffekt unterscheidet sich der reale Totex-Xgen vom Totex-Xgen jedoch allein dadurch, dass die Ermittlung des generellen X-Faktors nicht auf den nominalen Gesamtkosten, sondern auf deflationierten Gesamtkosten basiert. Zur Deflationierung der Gesamtkosten soll der VPI verwendet werden. Der reale Totex-Xgen weist somit die gleiche EOG-Formel wie der Totex-Xgen auf, wobei der Term $xgen_t^{Totex}$ durch $xgen_t^{Totexreal}$ ersetzt wird.

2.3.3 Opex-Xgen der BNetzA

Beim BNetzA-Vorschlag eines allein auf den operativen Kosten basierenden generellen X-Faktors wird der (VPI-Xgen)-Fortschreibungsterm auch nur auf die operativen Kosten angewendet. Die Kapitalkosten werden unter Anwendung des individuellen X-Faktors über den Kapitalkostenabgleich abgegolten:

(2-4) $$EOG_t = \left(C_0^{capex} - C_t^{Abzug}\right) \cdot (1 - xind_t) + C_0^{Opex}(1 - xind_t) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t^{Opex}\right) + KKA_t.$$

Vorgesehen ist die Ermittlung des $xgen^{Opex}$ über den Malmquist, wobei wie bisher auf die nominalen Kosten abgestellt wird. Daraus folgt, dass der Opex-Xgen neben der betriebskostenspezifischen Produktivitätsentwicklung auch die entsprechende Inputpreisentwicklung enthält.[12]

2.3.4 Opex-Xgen der Netze BW

Die Netze BW hat einen eigenen Vorschlag für einen Opex-Xgen in die Diskussionen eingebracht. Im Unterschied zum Vorschlag der BNetzA erfolgt die Ermittlung des generellen X-Faktors auf Basis der branchenweiten durchschnittlichen Entwicklung der

---

11 In den folgenden formalen Darstellungen wird aus Vereinfachungsgründen noch der (VPI-Xgen)-Fortschreibungsterm nach der derzeitigen Regelung verwendet. Es sei darauf hingewiesen, dass die BNetzA diesbezüglich eine Änderung vorsieht. Dies wird in Abschnitt 4.1.3 näher ausgeführt.

12 Vgl. z. B. Liebe et al. (2017: 36ff.).

operativen Kosten, die um die Kostenentwicklungen bei den volatilen Kosten bereinigt sind. Der Wert für den Opex-Xgen entspricht somit der historischen Änderungsrate der branchendurchschnittlichen Betriebskostenentwicklung.[13]

2.3.5 Opex-Inflator

Die Idee hinter diesem Ansatz ist, dass im derzeitigen Regime bereits eine Reihe von Anpassungen existieren (z. B. volatile Kosten und Kapitalkosten), so dass nur die restlichen Betriebskosten einer Inflationierung bedürfen. Auf einen generellen X-Faktor sowie den darauf aufbauenden Fortschreibungsterm wird daher gänzlich verzichtet. Auf die Kosten des Basisjahres wird nur der individuelle X-Faktor angewendet. Für bestimmte, bisher keinen anderen Anpassungsmechanismen unterworfenen Betriebskostenpositionen ($OPEX_0^{Infl}$)[14] erfolgt zusätzlich eine Inflationierung über den sogenannten Opex-Inflator ($Inflator_t^{Opex}$), wobei auf die entsprechenden Einstandspreisindizes des Törnqvist-Tools der BNetzA[15] für diese Kostenpositionen rekurriert wird. Zur Gewichtung der Indizes soll der bundesweite Durchschnitt der entsprechenden Kostenpositionen an den Gesamtkosten herangezogen werden. Es ergibt sich folgende EOG-Formel:

$$EOG_t = \left(C_0^{capex} - C_t^{Abzug} + C_0^{Opex}\right) \cdot (1 - xind_t) + OPEX_0^{Infl}(Inflator_t^{Opex} - 1) + KKA_t. \quad (2\text{-}5)$$

2.3.6 E.ON-Vorschlag

Ein Vorschlag von E.ON folgt einem ähnlichen Ansatz wie der Opex-Inflator, wobei die gesamten operativen Kosten des Basisjahres während der Regulierungsperiode mit dem Verbraucherpreisindex inflationiert werden sollen.[16] Der VPI bilde rückblickend seit 2006 die Opex besser ab als der derzeitige Rahmen. Ein genereller X-Faktor soll demgemäß nicht mehr zur Anwendung kommen. Die Kapitalkosten sollen über den Kapitalkostenabgleich entgolten werden.[17]

---

13 In Bezug auf die EOG-Formel ist der Vorschlag der Netze BW im Endeffekt deckungsgleich mit dem der BNetzA zum Opex-Xgen, weshalb an dieser Stelle auf eine Wiederholung verzichtet wird. Für eine ausführlichere Beschreibung des Vorschlags sei neben Pfrommer und Streb (2023) auch auf die Stellungnahme der Netze BW (2024) zum Eckpunktepapier der BNetzA verwiesen.

14 Dies sind laut BNetzA die folgenden Positionen: Personalkosten, Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, Aufwendungen für bezogene Leistungen sowie sonstige betriebliche Aufwendungen.

15 Es handelt sich um das Excel-Tool, das die BNetzA in ihren bisherigen Festlegungen zum generellen X-Faktor genutzt hat.

16 Vgl. E.ON (2024).

17 Aufgrund der Ähnlichkeit zum Opex-Inflator erfolgt keine explizite Darstellung der Erlösobergrenze für diesen Vorschlag.

3 Transformation der deutschen Energieinfrastruktur und deren Auswirkungen auf die Anwendbarkeit des generellen X-Faktors

Die Energiewende[18] und die Stilllegung der Gasnetze betreffen die allgemeinen Rahmenbedingungen, unter denen die Energienetze zukünftig agieren werden. In den Abschnitten 3.1 und 3.2 wird auf Basis einer Abschätzung über die Entwicklung dieser allgemeinen Rahmenbedingungen für Strom- und Gasnetze analysiert, inwiefern der generelle X-Faktor aus ökonomischer Perspektive jeweils weiterhin als sachgerecht einzustufen ist. Hinsichtlich der Entwicklung der Rahmenbedingungen geht es vor allem um die Transformationsprozesse im Energiesektor (Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung und Ausstieg aus dem Erdgas). Abschnitt 3.3 beinhaltet Beispiele, wie in anderen Ländern mit dieser Thematik im vorliegenden Kontext umgegangen wird. Ein Zwischenfazit wird in Abschnitt 3.4 gezogen.

3.1 Stromnetze

Die Energiewende im deutschen Stromsektor erfordert einen umfassenden Umbau des Energiesystems. Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien, die 2024 bereits 59 % des Stroms lieferten,[19] steht der Umbau der Stromnetze im Fokus, um die Einspeisung dezentraler Anlagen wie Photovoltaik besser zu integrieren. Gleichzeitig sind leistungsfähige Speichersysteme notwendig, um die schwankende Einspeisung aus erneuerbaren Quellen auszugleichen.[20]

Die Sektorenkopplung wird eine Schlüsselrolle spielen, um überschüssige Energie für die Industrie, Wärme und den Verkehr nutzbar zu machen, beispielsweise durch die Umwandlung in grünen Wasserstoff. Zudem bedarf es Investitionen in intelligente Netztechnologien, um eine dezentrale und flexible Energieversorgung zu ermöglichen.

3.1.1 Entwicklungstendenzen

Vor dem Hintergrund der Dezentralisierung der Energieerzeugung, der zunehmenden Volatilität der Stromproduktion und der Zielsetzung, Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ergeben sich tiefgreifende Veränderungen in den technischen, organisatorischen und finanziellen Anforderungen an Netzbetreiber. Dies geschieht auch vor dem Hintergrund eines geänderten Nutzerverhaltens (z. B. durch den Anschluss von Wärmepumpen und Elektroautos), wodurch klassische Lastprofile zunehmend nicht mehr anwendbar sind.

Der Ausbau erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarenergie erfordert demnach flexible und technologisch erweiterte Netze. Eine der zentralen Funktionalitäten wird die

18 Der Begriff der Energiewende bezieht sich im Folgenden im Wesentlichen auf die Stromnetze.
19 https://www.smard.de/page/home/topic-article/211784/215556, zuletzt abgerufen am 24.01.2025.
20 BMWK (2024a: 9ff.).

Überwachung und -steuerung des Netzes durch intelligente Netzleitsysteme sein, die mithilfe fortschrittlicher Sensorik, IoT-Geräten und KI-basierter Algorithmen dynamische Lastflüsse analysieren und regeln.[21] Diese Systeme müssen die Integration dezentraler Energiequellen und Prosumermodelle effizient koordinieren.

Die Verteilnetze werden somit bis 2050 sowohl ausgebaut als auch mit neuen Technologien ausgestattet werden müssen, um die zunehmende dezentrale Energieerzeugung und den steigenden Stromverbrauch durch Elektrifizierung (z. B. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen) zu bewältigen. Smart Grids werden in den Verteilnetzen eine zentrale Rolle spielen, indem sie eine bidirektionale Kommunikation zwischen Netzbetreibern und Verbrauchern ermöglichen. Dies umfasst intelligente Messsysteme, die Verbrauchsdaten in Echtzeit bereitstellen, sowie automatisierte Steuerungssysteme, die Lastflüsse dynamisch anpassen können. Es werden außerdem Investitionen in die Verstärkung von Ortsnetzstationen[22] und die Integration dezentraler Speichersysteme notwendig sein. Ebenfalls wird die Integration von Elektrofahrzeugen in Verteilnetze über Vehicle-to-Grid-Technologien eine wichtige Funktionalität darstellen, um Netzrückwirkungen zu vermeiden und Flexibilitätspotenziale auszuschöpfen.[23]

Darüber hinaus ist die Frequenzregelung durch innovative Speicherlösungen möglich[24]. Die Speichertechnologien können kurzfristige Schwankungen ausgleichen und die Netzstabilität während Spitzenlastzeiten sichern. Langfristige Speicherlösungen wie Power-to-X bieten die Möglichkeit, Überschussenergie in chemische Energieträger wie Wasserstoff umzuwandeln und über lange Zeiträume zu speichern.[25]

Schließlich könnte die Implementierung digitaler Zwillinge in den Stromnetzen zusätzliche Funktionalitäten bieten. Digitale Zwillinge ermöglichen eine virtuelle Darstellung des physischen Netzes und können verwendet werden, um potenzielle Engpässe oder Fehlerquellen zu simulieren und präventiv zu beheben. Diese Technologie kann die Effizienz der Wartung und Betriebs- und Investitionsplanung erheblich verbessern.[26]

Ein wahrscheinlicher Entwicklungspfad der Stromnetze deutet also insgesamt darauf hin, dass sowohl betriebliche Optimierungen als auch umfangreiche Investitionen in die Netzinfrastruktur erforderlich sein werden.

---

21 Dankan Gowda et al. (2024).
22 Bauermann et al. (2024: 13).
23 Yu et al. (2022).
24 https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2022/fraunhofer-ise-kurzstudie-batteriegrossspeicher-an-ehemaligen-kraftwerksstandorten-sinnvoll.html, zuletzt abgerufen am 24.01.2025.
25 https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x, zuletzt abgerufen am 24.01.2025.
26 https://www.dke.de/de/arbeitsfelder/energy/news/digitale-zwillinge-und-intelligente-stromnetze#:~:text=Digitale%20Zwillinge%20im%20Energiesektor%20sind,Schulung%20des%20Personals%20zu%20verbessern, zuletzt abgerufen am 24.01.2025.

3.1.2 Auswirkungen auf die Netzkosten und den generellen X-Faktor

Die Energiewende im Stromsektor erfordert sowohl betriebskostenlastige als auch kapitalintensive Maßnahmen, um den zukünftigen Herausforderungen gerecht zu werden. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass es zu einem Kostenaufwuchs in den kommenden Jahrzehnten kommen wird, da die Netzinfrastruktur sowohl technisch als auch räumlich erweitert werden muss.

Bauermann et al. (2024) schätzen den Investitionsbedarf bis 2045 mit etwa 328 Milliarden Euro für die Übertragungsnetze und rund 323 Milliarden Euro für die Verteilnetze ein. Dies ergibt einen Gesamtbedarf an Investitionen von circa 651 Milliarden Euro.[27]

Ein Teil der zukünftigen Kosten wird auf kapitalintensive Investitionen in die physische Infrastruktur entfallen, insbesondere auf den Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen. Diese Investitionen umfassen den Bau neuer Leitungen, die Integration von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie die Verstärkung bestehender Leitungen. Aufgrund der langen Lebensdauer solcher Komponenten von 40 bis 60 Jahren sind diese Ausgaben langfristig angelegt.

Die Einführung digitaler Technologien und Flexibilitätsoptionen wie oben beschrieben wird sehr wahrscheinlich zunächst auch zu einer Erhöhung der Betriebskosten führen. Die Innovationszyklen für solche Technologien liegen oft nur bei fünf bis zehn Jahren. Sie erfordern kontinuierliche Wartung, Software-Updates und Datenspeicherung. Auch werden Schulungen für die Mitarbeiter notwendig sein, speziell bei der Einführung neuer Systeme. Auf lange Sicht könnten diese Maßnahmen aber zu einer Senkung der Opex führen.[28]

Wie die Aufteilung zwischen Kapital- und Betriebskosten sich tatsächlich entwickeln wird, ist allerdings grundsätzlich schwer vorherzusagen.[29] Insbesondere die zukünftige Entwicklung der Betriebskosten ist dabei mit erheblicher Unsicherheit behaftet.[30] Es können sich verschiedene Szenarien ergeben. Effizienzsteigerungen, Skaleneffekte, ein reduzierter Bedarf an Redispatch und Einspeisemanagement durch den Netzausbau und Anpassungen im Marktdesign könnten zu einer langfristigen Verringerung der Betriebskosten führen.[31] Verzögern bzw. verstetigen sich die im vorigen Absatz beschriebenen Prozesse bei der Einführung digitaler Technologien, können auch gegenläufige Effekte ihre Wirkung entfalten.

Im Folgenden werden verschiedene Auswirkungen dieser Entwicklungen auf den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor aufgezeigt.

---

27 Bauermann et al. (2024: 17).
28 IEA (2017: 78).
29 So hat beispielsweise die zukünftige Zinsentwicklung einen Einfluss auf die Relation Capex/Opex.
30 Probst et al. (2024: 14).
31 Probst et al. (2024: 21).

Der Stromsektor steht vor mehreren Herausforderungen, die sich aus der Dynamik des Netzausbaus und der Einführung neuer Technologien ergeben. Sowohl der Netzausbau als auch die Einführung neuer Technologien werden eher in kleinen Schritten erfolgen, so dass es zu einer evolutionären Transformation der Stromnetze kommt, bei der das bestehende Übertragungs- und Verteilnetz schrittweise an neue Anforderungen angepasst wird – etwa durch zusätzliche Kapazitäten, Digitalisierung oder den Anschluss erneuerbarer Erzeuger. Veränderungen durch die Energiewende werden sich somit langfristig in den Parametern des Effizienzvergleichs widerspiegeln und können daher im Rahmen des bestehenden Regulierungsmodells verarbeitet werden. Auch die Funktion des generellen X-Faktors bleibt dabei weiterhin wichtig, da die Transformation des Sektors neben erforderlichen Investitionen und der Nutzung neuer Technologien langfristig auch effizient gestaltet werden sollte, um Netzkunden nicht über die Gebühr zu belasten. Der zeitliche Verlauf der sich aus der Transformation ergebenden Produktivitätsänderungen ist derzeit nicht jedoch absehbar.

Kurzfristig könnten steigende Betriebskosten, beispielsweise durch die Wartung und den Betrieb neuer digitaler Technologien, zu einer Belastung der Produktivitätsentwicklung führen. Langfristig könnten jedoch Skaleneffekte und technologische Innovationen dazu beitragen, die Produktivität des Sektors zu erhöhen. Ein Beispiel hierfür ist die Optimierung der Netzauslastung durch intelligente Steuerungssysteme, die Lastflüsse effizienter verteilen und Engpässe vermeiden können.

Einerseits können somit umfangreiche Investitionen in die physische Infrastruktur sowie in digitale Technologien die Kosten im Sektor erhöhen. Andererseits können diese Maßnahmen langfristig produktivitätssteigernd wirken, was zu einem Spannungsfeld zwischen kurzfristigen Belastungen und langfristigen Effekten führen könnte. In diesem Szenario werden Produktivitätsgewinne somit erst nach der Implementierung neuer Technologien sichtbar, während die Kosten bereits in der Anfangsphase anfallen. Es käme kurzfristig zu einer Reduktion der Produktivität, während langfristig Produktivitätssteigerungen zu erwarten wären. Der Xgen würde in diesem Fall zunächst negative Werte annehmen und positive Werte in späteren Perioden aufweisen. Durch diese inhärente Flexibilität ist der generelle X-Faktor daher geeignet, den strukturellen Wandel des Sektors angemessen abzubilden.[32] Die Produktivität der Stromnetze hat grundsätzlich das Potenzial, sich in Zukunft sehr dynamisch zu entwickeln, da die Netze eine Schlüsselrolle in der Transformation hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft spielen. Durch technologische Innovationen wie Smart Grids, Automatisierung und künstliche Intelligenz kann die Produktivität der Stromnetze gesteigert werden. Gerade im Kontext der steigenden Anforderungen durch Elektrifizierung und neue Technologien kann der Xgen zudem helfen, den Netzbetrieb wirtschaftlich tragfähig zu halten, indem er den

32 Es sei zudem darauf hingewiesen, dass der Kapitalkostenabgleich bei kapitalintensiven Maßnahmen eventuelle Zeitverzögerungen zwischen Kostenanfall und Auswirkungen auf die Produktivität durch die unmittelbare Anerkennung der Kosten in der EOG zumindest abmildert. Zu den quantitativen Auswirkungen der Einführung des Kapitalkostenabgleichs zur dritten Regulierungsperiode siehe auch Abschnitt 5.1.

Netzbetreibern eine zusätzliche Information über die zu erwartenden Produktivitätsänderungen bereitstellt. Diese Information können Netzbetreiber wiederum als Orientierungshilfe für ihre eigenen Entscheidungen nutzen, neue Technologien einzusetzen, um ihre Prozesse zu optimieren und Kosten zu senken.

Grundsätzlich bleibt der Xgen im Stromsektor somit ökonomisch sinnvoll, da auch zukünftig Produktivitätssteigerungen möglich sind, die entsprechend an die Endkunden weitergegeben werden sollten. Sind solche kurzfristig nicht möglich, ist zu betonen, dass der Xgen auch ein negatives Vorzeichen besitzen kann, falls sich Produktivitätssteigerungen erst mit gewissem Zeitverzug einstellen.

3.2 Gasnetze

Ein Rückbau der Gasnetze in Deutschland hätte erhebliche Auswirkungen auf die Netzkostenstruktur und die wirtschaftliche Planung der Netzbetreiber. Im Zuge der Energiewende und der Dekarbonisierungsziele bis hin zur Klimaneutralität würde die Nutzung von Erdgas schrittweise reduziert werden. Dies würde dazu führen, dass die Anzahl der Netzanschlüsse sinkt und damit auch die Einnahmen aus Netznutzungsentgelten. Da die Fixkosten für den Betrieb und die Wartung der Gasinfrastruktur jedoch weitgehend konstant blieben, würden die Netzentgelte für die verbleibenden Verbraucher unter dem bisherigen Regime steigen.

Im Folgenden werden zunächst derzeit diskutierte Entwicklungspfade dargestellt, wie sich der Gasausstieg und damit verbunden die Gasnetzinfrastruktur in den nächsten zwanzig Jahren verändern könnte. Im zweiten Schritt werden sodann die jeweiligen Implikationen für die Kosten und den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt aufgezeigt und die Rechtfertigung für dessen Anwendung diskutiert.

3.2.1 Entwicklungstendenzen

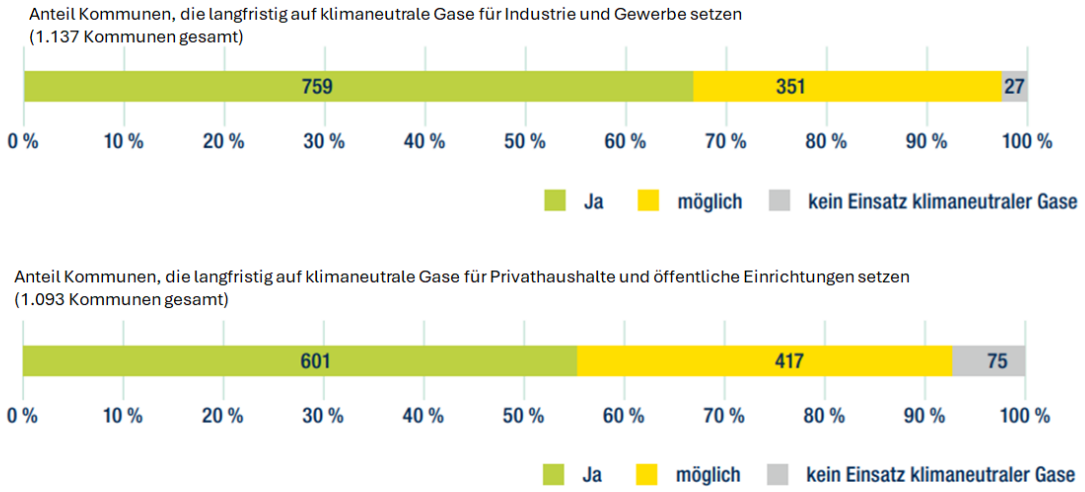
Die Entwicklung der Gasnetze kann sich in unterschiedlichen Regionen unterschiedlich darstellen. Eine Studie der Agora Energiewende (2023) geht davon aus, dass die Länge von Erdgasverteilnetzen um 71 bis 94 Prozent zurückgeht.[33] Dabei kann die Infrastruktur zu einem geringen Teil für die Wasserstoffverteilung genutzt werden. In manchen Fällen wird es zu einer kompletten Stilllegung der Erdgasverteilnetze kommen.[34]

Wie hoch der Anteil der umgewidmeten bzw. stillgelegten Gasverteilnetze ist, variiert je nach Studie. Eine Veröffentlichung des DVGW (2024) geht davon aus, dass eine Mehrzahl der Kommunen die Umstellung auf Wasserstoff sowohl für Unternehmen als auch für Haushalte plant (vgl. Abbildung 3-1).

---

33 Agora Energiewende (2023: 10).
34 Agora Energiewende (2023: 10).

Abbildung 3-1: Pläne der Kommunen für die Umstellung auf klimaneutrale Gase



Quelle: DVGW (2024), S. 11,12.

Parallel zum Umbau der Gasverteilnetze wird ein ähnlicher Prozess auf Ebene der Fernleitungsnetze stattfinden. Die Bundesnetzagentur koordiniert den Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes, um große Verbrauchs- und Erzeugungsregionen in Deutschland zu verbinden, darunter Industriezentren, Speicher, Kraftwerke und Importkorridore. Dieses Kernnetz soll Infrastrukturen umfassen, die bis 2032 in Betrieb genommen werden. Im Juli 2024 reichten die Fernleitungsnetzbetreiber einen Antrag ein, der nach Anpassungen am 22. Oktober 2024 von der Bundesnetzagentur genehmigt wurde. Die Genehmigung umfasst Maßnahmen mit einer Leitungslänge von 9.040 Kilometern, wobei etwa 60 Prozent auf die Umstellung bestehender Erdgasleitungen entfallen.[35]

Auch wenn die Prognosen für die Stilllegung bzw. den Umbau der Gasnetze im Einzelnen in den Zahlen variieren,[36] kann in zeitlicher Hinsicht doch vereinfacht zwischen drei Phasen unterschieden werden:

- Kurzfristig werden die Erdgasnetze weiter genutzt, es finden aber bereits Abschreibungen auf Grundlage einer verkürzten Nutzungsdauer statt.
- Mittelfristig beginnt die Stilllegung und Umwidmung zur Nutzung mit Wasserstoff (Transformationsphase).

35 Eine Übersicht über weitere Studien zu möglichen Entwicklungspfaden der Erdgas-/Wasserstoffinfrastruktur finden sich in UBA (2023: 279 ff.).
36 Siehe dazu auch die Übersicht in UBA (2023: 279 ff.).

- Langfristig sind einige Gasnetze stillgelegt, in einigen Regionen oder Netzabschnitten wird die Gasinfrastruktur für die Versorgung mit Wasserstoff genutzt.

Ein Rückbau bestehender Leitungen, die nicht umgewidmet werden, ist nicht in allen Fällen angezeigt. In Deutschland könnten Gasnetze in größerem Umfang vollständig stillgelegt werden, ohne dass die physische Infrastruktur entfernt wird. Diese Vorgehensweise wäre ökonomisch gerechtfertigt, wenn der Betrieb der Netze unwirtschaftlich ist, aber keine Sicherheitsrisiken von den stillgelegten Leitungen ausgehen.

Ein vollständiger Rückbau der Gasnetze sollte hingegen nur erfolgen, wenn die Leitungen langfristig nicht mehr benötigt werden und deren Wartung oder Stilllegung teurer wäre als die Entfernung. In solchen Fällen ist der Rückbau die wirtschaftlichere und nachhaltigere Option, insbesondere in Regionen, wo alternative Heizsysteme wie Wärmepumpen bereits weit verbreitet sind. Auch die Wiederverwertung der Rohstoffe kann dabei eine Rolle spielen

3.2.2 Auswirkungen auf die Netzkosten und den generellen X-Faktor

Ein zentraler Faktor im Prozess des geplanten Gasausstiegs sind die Abschreibungen der Gasinfrastruktur. Traditionell werden diese über lange Zeiträume von 40 bis 60 Jahren linear abgeschrieben. Mit dem beschleunigten Rückbau der Netze wird jedoch eine kürzere Nutzungsdauer relevant, was zu einer vorzeitigen Abschreibung verbleibender Buchwerte führt. Die Bundesnetzagentur hat daher Regelungen geschaffen, die verkürzte Abschreibungszeiträume oder degressive Abschreibungen ermöglichen, um die verbleibenden Kosten anzupassen und Netzbetreiber wirtschaftlich zu entlasten.[37]

Auch bei sinkender Nutzung müssen Netzbetreiber Kosten wie Instandhaltung, Überwachung und Abschreibung tragen. In ländlichen Regionen, wo die Bevölkerungsdichte gering ist, verschärft sich dieses Problem, da die Fixkostenbasis auf wenige Nutzer verteilt wird. Analysen von Agora Energiewende zeigen, dass ohne Gegenmaßnahmen die Netzentgelte bis 2040 erheblich steigen könnten, was eine massive Belastung für die verbleibenden Nutzer darstellen würde.[38]

Ein Lösungsansatz ist, wie oben bereits diskutiert, die Umnutzung bestehender Netze für alternative Energieträger wie Wasserstoff. Teile der Gasinfrastruktur könnten technisch so umgerüstet werden, dass sie für den Transport von Wasserstoff geeignet sind. Dies würde nicht nur den Rückbauaufwand reduzieren, sondern auch die Restwerte der

---

37 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Methoden_Ebene2/KANU/start.html, zuletzt abgerufen am 28.01.2025.

38 Agora Energiewende (2023: 16 ff.).

Anlagen erhalten und langfristig Einnahmen sichern. Allerdings ist dies nur für spezifische Teile der Infrastruktur technisch und wirtschaftlich sinnvoll. Auch hier würden Kosten anfallen für

- die Überprüfung der Leitungen auf ihre Tauglichkeit für Wasserstoff,
- die Umrüstung bzw. den Austausch von Leitungen,
- die Umrüstung bzw. den Austausch von weiteren Gasnetzkomponenten.

Ein weiterer wichtiger Aspekt sind die Stilllegungs- und Rückbaukosten selbst. Die Stilllegungskosten umfassen je nach Grad der Umsetzung unterschiedliche Kosten. So können insbesondere Kosten für Tiefbau für die Freilegung der Rohrenden für Inertisierung oder Verdämmung anfallen. Der Rückbau – die Demontage von Leitungen, die Entsorgung von Material und die Sicherung der Standorte – stellt die kostenintensivste Variante der Stilllegung dar. Gemäß Green Paper des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) vom 14.03.2024 wird die Anpassung der einschlägigen rechtlichen Regelungen angestrebt, um insbesondere einen sofortigen flächendeckenden Rückbau zu vermeiden (sofern nicht zwingende Gründe entgegenstehen).[39] Netzbetreiber können die vorgenannten Kosten in Form von Rückstellungen bilanzieren, was kurzfristige finanzielle Belastungen vermeiden kann. Im jetzigen System sind diese Kosten nicht als dauerhaft nicht beeinflussbar ausgewiesen und würden in den Effizienzvergleich einfließen.[40] In der am 18.06.2025 veröffentlichen Konsultation der Festlegung Ramen sind die Kosten für Rückstellungen für die Stilllegung und unvermeidbaren Rückbau als Regelbeispiel für Kosten vorgesehen, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (KAnEU).[41]

Im Folgenden werden verschiedene Auswirkungen dieser Entwicklungen auf den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor aufgezeigt.

Voraussichtlich unterscheidet sich der Transformationsprozess bei Gas deutlich von dem bei Strom. Während es im Stromsektor eher zu einem Wachstumsprozess kommen wird, unterliegt der Gassektor voraussichtlich einem Schrumpfungsprozess. Im Stromsektor ist zudem eher eine schrittweise Transformation zu erwarten, die sich über die Zeit auch in den Vergleichsparametern des Effizienzvergleichs widerspiegelt, während der Prozess im Gassektor wahrscheinlich längerfristig – nach 2035 – eher disruptiver Natur sein wird, der zudem regional unterschiedlich verlaufen wird. Stilllegung und teilweise Umrüstung für eine Wasserstoffnutzung unterscheiden sich darüber hinaus deutlich von der bisherigen Versorgungsaufgabe der Gasnetzbetreiber. In Kombination mit der regional differenzierten Entwicklung muss daher zukünftig regelmäßig überprüft werden, ob der Effizienzvergleich noch durchführbar ist bzw. welche Anpassungen – insbesondere bezüglich der Vergleichsparameter – vorgenommen werden müssen, um die

39 BMWK (2024b: 16).
40 BDEW (2024: 59).
41 Vgl. BNetzA (2025b).

Durchführbarkeit wiederherzustellen. Sollte die Durchführbarkeit nicht mehr möglich sein, sind alternative Anreizinstrumente zu erwägen.

Traditionell basiert der Xgen auf der Annahme, dass sich die Produktivität einer Branche durch technologischen Wandel ändert. Diese Annahme gilt jedoch nicht mehr uneingeschränkt für die Gasbranche, wenn sich der Rückgang der Netznutzung und die Stilllegung von Gasinfrastruktur materialisieren und strukturelle Veränderungen mit sich bringen. Während in der Vergangenheit ein positiver Xgen die Realität der Branche abgebildet hat, könnte in einer schrumpfenden Branche ein negativer oder zumindest deutlich reduzierter Xgen notwendig sein.

Wesentlich ist insofern die Frage, in welcher Phase der Transformation man sich befindet. Ein zentraler Aspekt ist die Berücksichtigung der sinkenden Netzauslastung. Mit dem Rückgang der Nutzerzahlen wird es für Netzbetreiber immer schwieriger, die Fixkosten der Gasinfrastruktur auf die verbleibenden Nutzer zu verteilen, wenn diese (noch) nicht stillgelegt ist. Insofern führt ein sinkender Output nicht nur zu steigenden Netzentgelten, sondern wirkt sich auch negativ auf die gesamte Produktivität der Branche aus.[42]

Um dies zu realisieren, sind verschiedene Ansätze denkbar. Ein naheliegender Ansatz ist die dynamische Anpassung des Xgen. Der Xgen könnte jährlich oder alle zwei Jahre überprüft werden und somit die Veränderung der Netzauslastung berücksichtigen. Diese Dynamik würde sicherstellen, dass die Messung der Produktivität realistische Ergebnisse liefert und den besonderen Bedingungen der Branche Rechnung trägt.

Ebenso könnten regionalisierte Berechnungen sinnvoll sein, da in ländlichen Regionen die Netzauslastung oft stärker sinkt als in Ballungsgebieten. Dies würde allerdings den Komplexitätsgrad der Berechnung entsprechend erhöhen. Ferner wäre dies nicht mehr mit einem bundesweiten Effizienzvergleich kompatibel.

Zusätzlich könnten die Stilllegungs- und Rückbaukosten der Gasinfrastruktur in die Berechnungen einfließen. Rückbauprozesse, wie die Demontage von Leitungen oder die Entsorgung von Materialien, verursachen erhebliche zusätzliche Kosten, die die Produktivität kurzfristig negativ beeinflussen. Ein möglicher Ansatz wäre die Einführung eines Transformationskostenindex, der die branchenspezifischen Rückbau- und Umstellungskosten abbildet. Wenn beispielsweise in einem Jahr außergewöhnlich hohe Rückbaukosten auftreten, könnte dieser Index den Xgen entsprechend nach unten korrigieren, um die realen wirtschaftlichen Belastungen zu reflektieren. Allerdings entfernte man sich mit einem solchen Vorgehen von der eigentlichen Funktion des Xgen, nämlich den Produktivitätsfortschritt der Branche zu messen. Dem steht, wie oben

42 Inwiefern die Netzentgelte bzw. die Erlösobergrenze bei sich verändertem Output steigt oder sinkt und gleichzeitig dem Postulat der Nullgewinne folgt (vgl. Pfrommer (2022)) wird an dieser Stelle zunächst nicht diskutiert.

ausgeführt, gegenüber, dass diese Kosten zukünftig nicht zwingend in den Aufwandsparametern des Effizienzvergleichs enthalten sein werden.

Auch die Umnutzung bestehender Infrastruktur kann die Produktivität der Branche beeinflussen. Falls Teile der Gasnetze für den Transport von Wasserstoff oder anderen klimaneutralen Energieträgern umgestellt werden, könnte dies langfristig zu einer Steigerung der Produktivität führen. Der Xgen sollte solche potenziellen Produktivitätsgewinne berücksichtigen, um die Umstellung zu fördern und die langfristige Wirtschaftlichkeit der Infrastruktur zu sichern. Allerdings muss hierbei auch beachtet werden, dass die Umstellung zunächst Investitionen erfordert, die kurzfristig negativ auf die Produktivität wirken könnten. Eine andere Option wäre daher auch, den Xgen für die Phase des Transformationsprozesses auszusetzen.

Insgesamt sollte der Xgen in einer schrumpfenden Branche wie der Gaswirtschaft nicht mehr pauschal anhand allgemeiner Produktivitätsgewinne bemessen werden. Stattdessen muss er, falls er noch angewendet werden soll, die spezifischen Herausforderungen und Besonderheiten der Branche berücksichtigen. Eine dynamische Anpassung, die Integration von Transformationskosten und die Berücksichtigung regionaler sowie langfristiger Effekte wären essenziell, um den Xgen weiterhin als sinnvolles Instrument zur Produktivitätsmessung der Branche einzusetzen. Allerdings würde die Berechnung des Xgen wesentlich komplexer und schwieriger werden.

Aus diesem Grunde sollte die Anwendung des Xgen im Gasbereich ständig geprüft werden, angelehnt an die in Abschnitt 3.2.1 definierten drei Phasen. Während eine kurzfristige Anwendung weiterhin möglich erscheint, wird eine sachgerechte Ausgestaltung aufgrund der geschilderten Transformationsprozesse wesentlich komplexer. Hier ergibt sich eine ähnliche Einschätzung wie für die Anwendung des Effizienzvergleichs durch die BNetzA (2025c: 19 ff.), die eine Weiterentwicklung dieses Instruments auf mittlere Frist für notwendig hält, soweit es praktikabel und zielführend umgesetzt werden kann. Ansonsten könnte die vorübergehende Aussetzung des Xgen eine Alternative darstellen. Langfristig ist für den abgeschlossenen Transformationsprozess über einen Xgen nachzudenken, der den neuen Gegebenheiten Rechnung trägt. Für die verbleibende, dann für Wasserstoff genutzte Infrastruktur müsste beispielsweise eine neue Kostentreiberanalyse durchgeführt werden.

3.3 Internationale Regelungen zum Umgang mit Transformationsprozessen

Auch andere Länder passen ihre Anreizregulierungen an neue Entwicklungen an. Im Folgenden werden aufgrund der Vergleichbarkeit mit den deutschen Gegebenheiten die wesentlichen Vorgehensweisen in Österreich, den Niederlanden sowie Großbritannien beschrieben. Die Energiesysteme in diesen drei europäischen Ländern durchlaufen ähnliche Transformationsprozesse mit den daraus resultierenden Herausforderungen.

Ferner kommen im Kontext der dort implementierten Anreizregulierungssysteme ebenfalls X-Faktoren zur Abbildung der Produktivitätsentwicklungen des Sektors zur Anwendung.

3.3.1 Österreich

Österreich verfolgt im Rahmen seiner Klimapolitik das Ziel, bis zum Jahr 2040 Klimaneutralität zu erreichen, wozu unter anderem ein gesetzlich verankertes Stilllegungsgebot für fossile Gasheizungsanlagen bis spätestens 30. Juni 2040 beitragen soll. In diesem Zusammenhang wird klimaneutraler Wasserstoff als strategisch wichtiger Energieträger positioniert, der insbesondere im Wärme- und Industriesektor eine Rolle übernehmen soll.

Um die Entstehung sogenannter Stranded Investments zu vermeiden, wurden die Abschreibungszeiträume für neue Investitionen in Gasinfrastrukturen ab 2023 auf zwanzig Jahre reduziert. Ein weiterer regulatorischer Eingriff erfolgt im Rahmen der vierten Regulierungsperiode durch die Abschaffung des Betriebskostenfaktors, der sich bislang an Leitungslängen und Zählpunkten orientierte und damit tendenziell Anreize für den Netzausbau setzte. Diese Maßnahme soll explizit den Anreiz zur Erweiterung des Netzes reduzieren und stattdessen Effizienzgewinne im bestehenden System belohnen.

Damit ergibt sich auch eine unmittelbare Relevanz für den regulatorischen Parameter Xgen, der durch diese strukturellen Veränderungen indirekt beeinflusst wird. Obwohl der Xgen formal weiterhin auf Basis historischer Werte festgelegt wird, ergeben sich durch die systemische Neuausrichtung Veränderungen in seiner Rolle und Wirkung. Besonders bedeutsam ist dabei, dass der Xgen ausschließlich auf die Opex angewendet wird, wodurch sich seine Wirkung auf Investitionsentscheidungen verringert, aber zugleich stärker auf Produktivität im laufenden Betrieb fokussiert. Die Anpassungen an die neuen Entwicklungen finden somit außerhalb der eigentlichen Systematik des Xgen statt.

3.3.2 Niederlande

In den **Niederlanden** geht die Regulierungsbehörde ACM im Zuge der Energiewende davon aus, dass die Nutzung der bestehenden Gasnetze künftig deutlich abnehmen wird.[43] Aufgrund dieser Erwartung hat man verschiedene Zukunftsszenarien untersucht, um besser abschätzen zu können, wie sich der Rückbau des Gasnetzes konkret gestalten könnte. Das genaue Tempo dieses Rückbaus bleibt jedoch unsicher und ist stark von politischen und technologischen Entwicklungen abhängig. Vor diesem Hintergrund wurde die Abschreibungsmethode für Gasnetzinvestitionen angepasst: Statt der bisherigen linearen Methode wird nun eine degressive Abschreibung verwendet, um Investitionen schneller zu refinanzieren. Zudem wurde beschlossen, dass tatsächliche

43 Vgl. zu den Ausführungen in diesem Abschnitt ACM (2023).

Rückbaukosten der Gasnetze erstattet werden, was Investitionssicherheit schafft und Rückbaumaßnahmen erleichtert. Diese Maßnahmen erfolgen somit außerhalb des klassischen regulatorischen Rahmens des Xgen, der in den Niederlanden weiterhin auf die Gesamtkostenbasis (Totex) angewendet wird, was eine integrierte Betrachtung von Betriebs- und Investitionskosten ermöglicht.

3.3.3 Großbritannien

In **Großbritannien** verfolgt die Regierung das Ziel, bis zum Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen zu erreichen, was einen grundlegenden Wandel im Gassektor notwendig macht. Gleichzeitig herrscht große Unsicherheit über Tempo und Umfang des Übergangs weg von fossilem Erdgas. Im Regulierungsrahmen RIIO-3 wurde entschieden, dass Stilllegungskosten nicht mehr über die sogenannten Baseline Allowances (etwa vergleichbar mit dem Budget in der deutschen Anreizregulierung) abgedeckt werden sondern über alternative Finanzierungsmechanismen. Ebenso werden Kapital- und Entwicklungskosten für die Transformation hin zu Wasserstoffsystemen außerhalb des eigentlichen Regulierungsrahmens behandelt. Eine zentrale strategische Entscheidung betrifft die Einführung schnellerer Abschreibungen, um Investitionen rascher zu refinanzieren und das Risiko von Stranded Assets zu reduzieren. Diese Maßnahmen erfolgen gezielt außerhalb des Xgen-Mechanismus.[44]

In RIIO-2 wurde Xgen auf Basis eines Wertebereichs aus Produktivitätsberechnungen definiert, wobei die britische Regulierungsbehörde Ofgem eine operative Effizienzvorgabe (OE) von 1,15 % für Capex und 1,25% für Opex festlegte.[45] Für RIIO-3 plant Ofgem erneut die Einführung einer Produktivitätsvorgabe unter Einbezug breiter Datenquellen. Hierzu zählen unter anderem die EU-KLEMS-Datenbank, historische Leistungsdaten der Netzbetreiber sowie produktivitätsbezogene Prognosen für die britische Wirtschaft.[46]

3.4 Zwischenfazit

Grundsätzlich ist der generelle X-Faktor geeignet, dynamische Transformationsprozesse abzubilden, da er sowohl positive (z. B. aufgrund von höheren Produktivitätszuwächsen infolge technischen Fortschritts als in der Gesamtwirtschaft) als auch negative Werte (z. B. aufgrund von Produktivitätsrückgängen in einer schrumpfenden Branche) annahmen kann. Dem Xgen ist somit eine gewisse Flexibilität inhärent.

Im Strombereich erscheint die Fortführung des Produktivitätsfaktors weiterhin gerechtfertigt. Die Energiewende führt hier zu einer evolutionären Transformation, bei der

---

44 Ofgem (2024).
45 Ofgem (2020: 48).
46 Ofgem (2024: 115).

das bestehende Übertragungs- und Verteilnetz schrittweise an neue Anforderungen angepasst wird – etwa durch zusätzliche Kapazitäten, Digitalisierung oder den Anschluss erneuerbarer Erzeuger. Die bestehenden Mechanismen der Anreizregulierung bleiben dabei grundsätzlich geeignet, um Effizienzpotenziale zu heben. Veränderungen durch die Energiewende werden sich langfristig in den Parametern des Effizienzvergleichs widerspiegeln und können somit im Rahmen des bestehenden Regulierungsmodells verarbeitet werden.

Im Gasbereich hingegen ist der Xgen kritischer zu betrachten. Wenn den bisherigen politischen Vorgaben (Ausstieg aus der Gasversorgung und Einstieg in die Wasserstoffversorgung) weiter gefolgt wird, handelt es sich um eine revolutionäre, teils disruptive Systemveränderung, bei der sich die gesamte Versorgungsaufgabe längerfristig grundlegend wandelt – von der flächendeckenden Erdgasversorgung hin zu Rückbau, Stilllegung oder punktuellem Umbau für Wasserstoffinfrastrukturen. Diese Entwicklung wird zudem regional stark differenziert verlaufen. Stilllegung und teilweise Umrüstung für eine Wasserstoffnutzung unterscheiden sich deutlich von der bisherigen Versorgungsaufgabe der Gasnetzbetreiber. In Kombination mit der regional differenzierten Entwicklung ist auch nicht davon auszugehen, dass sich diese Veränderungen in den Vergleichsparametern eines Effizienzvergleichs in der jetzigen Ausgestaltung widerspiegeln. Es ist daher zu prüfen, inwiefern der Xgen langfristig weiterhin geeignet ist, diese Transformation regulatorisch aufzufangen. Da bisher jedoch noch nicht genau absehbar ist, ob und wie sich diese Entwicklung in der Zukunft manifestieren wird, erscheint es sachgerecht, den Xgen an die Anwendung des Effizienzvergleichs zu koppeln: Wird der Effizienzvergleich weiterhin angewendet, sollte auch der Xgen weiterhin Bestandteil des Regulierungsdesigns sein.

4 Aspekte einer Neugestaltung des generellen X-Faktors

In diesem Kapitel werden verschiedene Aspekte thematisiert, die im Rahmen einer Neugestaltung des generellen X-Faktors von besonderer Relevanz sind. In Abschnitt 4.1 werden wesentliche in der Diskussion befindliche Reformnotwendigkeiten des derzeitigen Regulierungsdesigns analysiert. Dieser Abschnitt bildet auch den Schwerpunkt der Betrachtungen in diesem Kapitel. Durch den zukünftig beabsichtigten Verzicht auf den Törnqvist stellt sich zudem die Frage, wie relevant die durch Törnqvist und Malmquist bisher gewährte Methodenvielfalt bei der Ermittlung des generellen X-Faktors in Zukunft noch sein wird bzw. wie diese trotzdem gewährleistet werden könnte. Abschnitt 4.3 widmet sich der Wechselwirkung zwischen dem generellen und dem individuellen X-Faktor. Abschließend wird ein kurzes Zwischenfazit gezogen.

4.1 Reformnotwendigkeiten

Die Auswahl der adressierten Punkte orientiert sich an den laufenden Diskussionen zwischen der Branche und der BNetzA. Dies sind neben möglichen Doppelberücksichtigungen von Inflation und Produktivitätsvorgaben bei den Kapitalkosten (Abschnitt 4.1.1) auch Mengenänderungen während der Regulierungsperiode (Abschnitt 4.1.2). Ferner werden der funktionale Zusammenhang des Fortschreibungsterms des generellen X-Faktors (Abschnitt 4.1.3) sowie die volatilen Kosten (Abschnitt 4.1.4) behandelt.[47]

4.1.1 Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten

Ein wesentlicher Punkt bei den Diskussionen um den Produktivitätsfaktor sind Doppelberücksichtigungen bei den Kapitalkosten.[48] Hiermit ist gemeint, dass durch die Ausgestaltung der Erlösobergrenzenformel in Verbindung mit der Funktionalität des generellen X-Faktors bestimmte Sachverhalte doppelt berücksichtigt werden. Dies sei anhand eines einfachen Beispiels veranschaulicht. Dabei werden nur die Abschreibungen eines Anlagengutes mit fünfjähriger Nutzungsdauer betrachtet, wobei ein eingeschwungener Zustand angenommen wird.[49] Von Mengenänderungen wird abstrahiert. Ferner wird von effizienten Investitionen ausgegangen, so dass der individuelle X-Faktor keine Rolle spielt. Alle anderen Kosten bleiben unberücksichtigt. Ferner wird eine konstante Veränderung der Kosten um einen gewissen Prozentsatz x unterstellt. In Tabelle 4-1 ist der entsprechende Verlauf der Abschreibungen bei $x = 1\ \%$ und Realkapitalerhaltung dargestellt.

---

47 Die folgenden Ausführungen basieren im Wesentlichen auf Analysen in Stronzik und Wissner (2024), wobei eine Aktualisierung entsprechend den laufenden Diskussionen erfolgt ist.

48 Vgl. z. B. BNetzA (2024b: 8ff.) und Netze BW (2024: 7ff.).

49 Im vorliegenden Beispiel könnten dies z. B. fünf identische Anlagengüter sein, die über die Zeit sukzessive angeschafft und bei Ablauf der Nutzungsdauer wieder ersetzt werden.

Tabelle 4-1: Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten

Kostenänderung		1,0%															
Kapitalstock		1000															
Nutzungsdauer		5															
Ersatz p.a.		200															
							Basisjahr RP1	RP1				Basisjahr RP2	RP2				Basisjahr RP3
Jahr	Anschaf-fungswert	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0	1.000,00	200	200	200	200	200											
1	1.010,00		202	202	202	202	202										
2	1.020,10			204,02	204,02	204,02	204,02	204,02									
3	1.030,30				206,06	206,06	206,06	206,06	206,06								
4	1.040,60					208,12	208,12	208,12	208,12	208,12							
5	1.051,01						210,20	210,20	210,20	210,20	210,20						
6	1.061,52							212,30	212,30	212,30	212,30	212,30					
7	1.072,14								214,43	214,43	214,43	214,43	214,43				
8	1.082,86									216,57	216,57	216,57	216,57	216,57			
9	1.093,69										218,74	218,74	218,74	218,74	218,74		
10	1.104,62											220,92	220,92	220,92	220,92	220,92	
11	1.115,67												223,13	223,13	223,13	223,13	223,13
12	1.126,83													225,37	225,37	225,37	225,37
13	1.138,09														227,62	227,62	227,62
14	1.149,47															229,89	229,89
15	1.160,97																232,19
16	1.172,58																
17	1.184,30																
18	1.196,15																
19	1.208,11																
20	1.220,19																
Afa-Summe (effiziente Kosten)						**1.020,20**	**1.030,40**	**1.040,71**	**1.051,11**	**1.061,63**	**1.072,24**	**1.082,96**	**1.093,79**	**1.104,73**	**1.115,78**	**1.126,94**	**1.138,21**
Veränderung der effizienten Kosten							1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
EOG mit Kapitalkostenabgleich								**1.048,99**	**1.063,66**	**1.074,30**	**1.080,78**	**1.082,96**	**1.102,50**	**1.117,92**	**1.129,10**	**1.135,91**	**1.138,21**
Abweichung in Prozent von eff. Kosten								0,80%	1,19%	1,19%	0,80%	0,00%	0,80%	1,19%	1,19%	0,80%	0,00%

Abzug

KKA

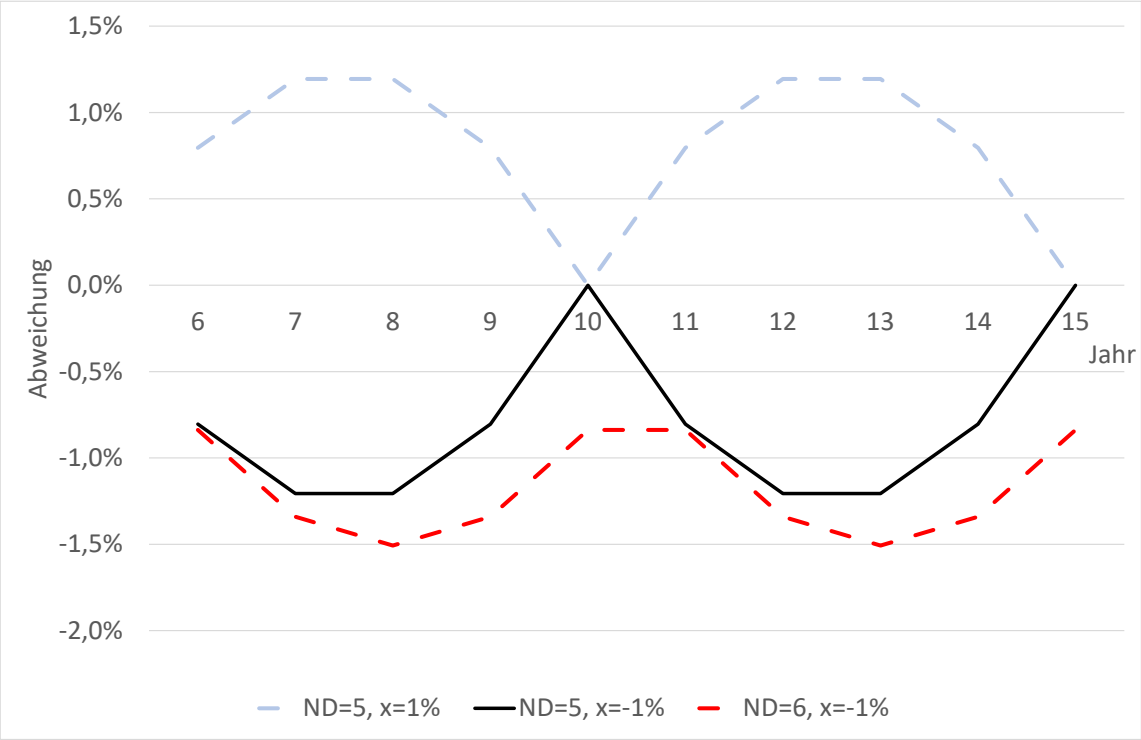
Quelle: eigene Darstellung.

Der Anschaffungswert in der zweiten Spalte steigt kontinuierlich über die Jahre an. Die sich aus den Anschaffungen ergebenden Abschreibungsbeträge sind rechts davon abgetragen. Es sind zwei Regulierungsperioden von jeweils fünf Jahren dargestellt. Die erste Periode beginnt im Jahr 6, die zweite im Jahr 11. Das Basisjahr ist jeweils das Jahr vor Beginn der Regulierungsperiode. Die Kosten des Basisjahres der ersten Regulierungsperiode (Jahr 5) sind einfach die Summe der in diesem Jahr anfallenden Abschreibungsbeträge. Da von anderen Kosten abstrahiert wird und von effizienten Investitionen ausgegangen wird, entspricht die Summe der Abschreibungen in jedem Jahr zugleich den effizienten Kosten (Zeile „Afa-Summe (effiziente Kosten)“).[50] Die sich ergebende Erlösobergrenze mit Kapitalkostenabgleich ist in der vorletzten Zeile dargestellt. So werden z. B. im Jahr 13, im dritten Jahr der zweiten Regulierungsperiode, die Abschreibungsbeträge der Jahre 10 bis 12 von den Kosten des Basisjahres (Jahr 10) abgezogen, da ihre Nutzungsdauer im Jahr 13 ausgelaufen ist („Abzug“). Der Restbestand wird entsprechend Formel (2-2) mit $x = 1\,\%$ inflationiert. Hinzu kommen die Abschreibungsbeträge aus dem Kapitalkostenaufschlag („KKA“). Seit dem Basisjahr sind dies im Jahr 13 die Abschreibungen aus den Jahren 11 bis 13. Ein Vergleich der effizienten Kosten mit der Erlösobergrenze (EOG) mit Kapitalkostenabgleich zeigt, dass bei einer Kostenänderung von 1 % p.a. die EOG regelmäßig über den effizienten Kosten liegt. Nur im letzten Jahr einer Regulierungsperiode entsprechen sich beide Beträge, was

50 Dies ist in Tabelle 4-1 exemplarisch für das Jahr 10 mit einer orangen Markierung hervorgehoben.

jedoch bei einem Gleichlauf von Nutzungsdauer und Länge der Regulierungsperiode zwangsläufig der Fall sein muss.

Abbildung 4-1: Fallunterscheidungen



Quelle: eigene Darstellung.

Der Verlauf der Abweichungen zwischen EOG mit Kapitalkostenabgleich und effizienten Kosten über die zwei betrachteten Regulierungsperioden ist noch einmal in Abbildung 4-1 dargestellt (blau gestrichelte Linie). Die schwarze Linie stellt den gleichen Fall dar, wenn die Kosten um 1 % sinken ($x = -1\,\%$). In diesem Fall deckt die EOG nicht die effizienten Kosten. Bei der rot gestrichelten Linie ist im Vergleich zum zweiten Fall die Nutzungsdauer um ein Jahr verlängert. In diesem Fall bleiben die effizienten Kosten dauerhaft über der Vergütung durch die EOG.

Diese Betrachtungen können in einem weiteren Schritt verallgemeinert werden. Da sich die Kosten C_0 immer um den gleichen Prozentsatz x ändern, gilt dies auch für die Abschreibungen (Afa). Die Abschreibungen einer Investition in einem Jahr t können somit auf die Abschreibungen einer Investition aus dem Basisjahr, Afa_0, bezogen werden:

(4-1) $$Afa_t = Afa_0 \cdot (1 + x)^t.$$

Bei einer Nutzungsdauer von fünf Jahren setzen sich die Kosten des Basisjahres, C_0, aus den Abschreibungen auf die Investitionen im Basisjahr und den vier Jahren davor zusammen (siehe Spalte 1 in Tabelle 4-2). Die effizienten Kosten im ersten Jahr der

Regulierungsperiode setzen sich wiederum aus den Abschreibungen der Investitionen der fünf Jahre zusammen, bei denen die Nutzungsdauer noch nicht überschritten ist. Die EOG mit Kapitalkostenabgleich findet sich in Spalte 3 der Tabelle 4-2. Während die erste Abschreibung des Basisjahres aufgrund des Abzugs entfällt, kommen die Abschreibungen der Investitionen während des ersten Jahres der Regulierungsperiode im Zuge des Kapitalkostenaufschlags (KKA) hinzu. Die anderen Abschreibungen des Basisjahres werden entsprechend Formel (2-2) inflationiert.

Tabelle 4-2: Gegenüberstellung von effizienten Kosten und EOG mit Kapitalkostenabgleich

Kosten im Basisjahr C_0	Effiziente Kosten in t=1 $C_t = C_0 * (1+x)^t$	EOG mit KKA in t=1 $C_t = (1+x)^t \cdot (C_0 - Abzug_t) + KKA_t$
$Afa_0 \cdot (1+x)^{-4}$	$\boldsymbol{Afa_0 \cdot (1+x)^{-3}}$	abgezogen
$Afa_0 \cdot (1+x)^{-3}$	$Afa_0 \cdot (1+x)^{-2}$	$Afa_0 \cdot (1+x)^{-2}$
$Afa_0 \cdot (1+x)^{-2}$	$Afa_0 \cdot (1+x)^{-1}$	$Afa_0 \cdot (1+x)^{-1}$
$Afa_0 \cdot (1+x)^{-1}$	Afa_0	Afa_0
Afa_0	$Afa_0 \cdot (1+x)^{1}$	$Afa_0 \cdot (1+x)^{1}$
		$\boldsymbol{Afa_0 \cdot (1+x)^{1}}$ (KKA)

Quelle: eigene Darstellung.

Die Terme der effizienten Kosten und der EOG mit Kapitalkostenabgleich entsprechen sich bis auf die beiden rot markierten Terme in Tabelle 4-2. Aus der Gegenüberstellung folgt, dass sich die effizienten Kosten und die EOG mit Kapitalkostenabgleich dann entsprechen, wenn

(4-2) $Afa_0 \cdot (1+x)^{-3} = Afa_0 \cdot (1+x)^{1}$
bzw. $1=(1+x)^4$

Dies ist der Fall, wenn $x = 0$. Im Rahmen der deutschen Anreizregulierung stellt x jedoch nichts anderes dar als den Fortschreibungsterm $\left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t\right)$ aus der EOG-Formel (2-2). Es können somit folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- $x > 0$ bzw. $\frac{VPI_t}{VPI_0} > xgen_t$: Dies bedeutet, dass die Kosten während der Regulierungsperiode nominal steigen. Die effizienten Kosten liegen unter der EOG mit Kapitalkostenabgleich. Es kommt somit zu einer Überdeckung der effizienten Kosten. In diesem Fall wird oft auch von einer doppelten Inflationierung gesprochen.[51]
- $x < 0$ bzw. $\frac{VPI_t}{VPI_0} < xgen_t$: Dies bedeutet, dass die Kosten während der Regulierungsperiode nominal sinken. Die effizienten Kosten liegen über der EOG

51 Vgl. z. B. Netze BW (2024: 11).

mit Kapitalkostenabgleich. Es kommt somit zu einer Unterdeckung der effizienten Kosten. In diesem Fall wird oft auch von einer doppelten Produktivitätsvorgabe gesprochen.[52]

Die Realkapitalerhaltung ist zudem im derzeitigen Regime durch die Fortschreibung der Kapitalkosten mit $\left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t\right)$ mit einer gewissen logischen Inkonsistenz verbunden. Auf das Eigenkapital wird ein nominaler Zinssatz gewährt, der für einen Ausgleich der während der Nutzungsdauer zu erwartenden Inflation sorgt. Im Rahmen der Anreizregulierung wird dieser Zins vor Beginn der Regulierungsperiode durch die Bundesnetzagentur festgelegt. Die Kapitalkosten werden gemäß Formel (2-2) mit dem Fortschreibungsterm $(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t)$ inflationiert. Dies bedeutet, dass auf die Größe Eigenkapitalverzinsung, die bereits eine Abgeltung zukünftiger Inflationserwartungen beinhaltet, noch einmal ein Inflationsausgleich gewährt wird. Dieser Aspekt kann somit unter die Problematik der doppelten Inflationierung subsumiert werden.[53]

Tabelle 4-3: Vergleich von Inflation und Produktivitätsfaktor

	Gas		Strom	
	ΔVPI[1)]	x_{gen}	ΔVPI[1)]	x_{gen}
RP1	1,56 %	1,25 %	1,68 %	1,25 %
RP2	1,41 %	1,5 %	1,09 %	1,5 %
RP3	1,14 %	0,49 %	1,65 %	0,9 %

Anmerkung: [1)] Bei den durchschnittlichen Inflationsraten ist der bisherige (t-2)-Verzug berücksichtigt.
Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Festlegungen der BNetzA und Daten des Statistischen Bundesamtes.

Tabelle 4-3 stellt für die bisherigen drei abgeschlossenen Regulierungsperioden die Werte für den Produktivitätsfaktor den entsprechenden Inflationsraten für diese Perioden gegenüber. Bisher wäre es nur in der zweiten Regulierungsperiode zu einer Unterdeckung der effizienten Kosten gekommen. Allerdings greift der Kapitalkostenabgleich erst seit Beginn der dritten Regulierungsperiode. Dies war auch die erste Periode, für die die Bundesnetzagentur die Werte für den generellen X-Faktor eigenständig festgelegt hat, während sie vorher normativ durch die ARegV vorgegeben waren. In der dritten Regulierungsperiode lagen die Werte für den Produktivitätsfaktor

52 Vgl. z. B. Netze BW (2024: 11ff.)

53 Die Nettosubstanzerhaltung weist dieses Problem nicht auf, da die Inflationierung über die Abschreibungen erfolgt. Hierfür werden vor Beginn der Regulierungsperiode die Anlagengüter mittels Tagesneuwerten bewertet, die eine Inflationierung der Anlagengüter vom Jahr der Anschaffung bis zum Basisjahr vornehmen. Auf dieser Basis werden dann die Abschreibungen und die Eigenkapitalverzinsung mittels eines realen Zinssatzes ermittelt. Die Kapitalkosten auf Basis der Nettosubstanzerhaltung enthalten somit keine zukünftige Inflationserwartung. Während der Regulierungsperiode werden die Tagesneuwerte sozusagen mit dem Fortschreibungsterm fortgeschrieben. Ein numerisches Beispiel zur Gegenüberstellung von Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung ist im Anhang enthalten.

sowohl bei Gas als auch bei Strom signifikant unter den Inflationsraten. Die EOG dürfte somit bezüglich der Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten zu einer Überdeckung der effizienten Kosten beigetragen haben.

4.1.2 Mengenänderungen während der Regulierungsperiode

Bei Mengenänderungen während der Regulierungsperiode geht es um die Frage, ob Änderungen der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers in dieser Zeit durch die EOG adäquat erfasst werden. Die Versorgungsaufgabe wird im Rahmen des Effizienzvergleichs durch die Outputparameter abgebildet. Es geht mithin um die Erfassung von Änderungen auf der Outputseite. Der Effizienzvergleich analysiert nur den Zustand zu einem gewissen Zeitpunkt, nicht jedoch deren Veränderung über die Zeit. Ferner geht es im vorliegenden Kontext nicht um kurzfristige Schwankungen, sondern um dauerhafte (persistente) Änderungen des Outputs bzw. Trendentwicklungen.

Die Wirkungsweise kann anhand der Regulierungsformel (2-2) intuitiv abgeleitet werden.[54] Es wird ein Kostengerüst des Basisjahres mittels des Terms $(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t)$ fortgeschrieben. Der Fortschreibungsterm in der EOG ist angelehnt an Bernstein und Sappington (1999), deren Ableitungen für ein Price Cap erfolgten, so dass sich entsprechende Ableitungen hinsichtlich der Entwicklung des Basiswertes auf die Stückkosten beziehen. Hinter den Kosten des Basisjahres in der EOG steht jedoch auch ein bestimmtes Mengengerüst an Inputfaktoren, das somit implizit über die Regulierungsperiode grundsätzlich als stationär angenommen wird. Allerdings gehen Trendentwicklungen beim Output in der Regel einher mit persistenten Änderungen auf der Inputseite. Dies bleibt im Kontext der EOG daher (teilweise) unberücksichtigt. Ein positiver Trend mit einem steigenden Outputniveau[55] führt in der Folge tendenziell zu einer Unterdeckung der effizienten Kosten, während ein negativer Trend mit einem sinkenden Outputniveau[56] tendenziell zu einer Überdeckung führt. Die Wirkung ist daher reziprok zu der in Abschnitt 4.1.1 behandelten Doppelberücksichtigung.

Diese Schlussfolgerung gilt jedoch nur für die Kosten, die dem Budgetprinzip unterliegen – die Opex. Bei den Kapitalkosten wird durch den Kapitalkostenabgleich eine Änderung von Inputmengen infolge einer persistenten Outputänderung berücksichtigt. Bei einem positiven Trend kommt es sukzessive zu einem Aufwuchs der realen (also preisbereinigten) Capex, da die Menge an Kapitalgütern im Kapitalkostenaufschlag die Menge an Gütern, die aus der Nutzungsdauer fallen und von den Kosten des Basisjahres abgezogen werden, übersteigen. Ein negativer Trend hat eine Reduktion der realen

---

54 Eine formale Herleitung ist in Pfrommer (2022) zu finden.

55 Dies ist ein zu erwartendes Szenario für den Stromsektor z. B. aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors. Siehe auch Abschnitt 3.1.

56 Dies ist eher ein Szenario für die Gasnetze aufgrund des geplanten Ausstiegs aus Erdgas (Dekarbonisierung). In diesem Kontext ist derzeit noch offen, welchen Einfluss der Umstieg auf Wasserstoff haben wird. Siehe auch Abschnitt 3.2.

Capex zur Folge, da abgeschriebene Anlagengüter nicht mehr vollständig ersetzt werden und über den Kapitalkostenabzug von den Kosten des Basisjahres abgezogen werden. Die Problematik betrifft daher im derzeitigen Rahmen nur die operativen Kosten. Aus rein theoretischer Perspektive wären somit Korrekturen bei den Opex für Outputänderungen während der Regulierungsperiode wünschenswert. Bei eventuellen Korrekturmaßnahmen sollten jedoch einige Aspekte vor dem Hintergrund der tatsächlichen Gegebenheiten berücksichtigt werden.[57] Entsprechende Korrekturen sollten z. B. eher nicht erfolgen, wenn die Kosten des Basisjahres nicht den effizienten Kosten eines Netzbetreibers entsprechen. Dies bedeutet, dass im Basisjahr im Vergleich zu anderen Jahren überhöhte Kosten ausgewiesen werden, was auch als sogenannter Basisjahreffekt bezeichnet wird. Während ein allgemein überhöhtes Kostenniveau grundsätzlich kein Problem für den Effizienzvergleich darstellt, da dort ein relativer Vergleich der Netzbetreiber zu einem bestimmten Zeitpunkt untereinander erfolgt, würde es sich hinsichtlich der Wirkung einer eventuellen Korrekturmaßnahme durchaus substanziell bemerkbar machen. Bei Vorliegen eines Basisjahreffektes würde eine Berücksichtigung von Mengenänderungen in der EOG tendenziell ein überhöhtes Kostenniveau während der Regulierungsperiode perpetuieren, was zulasten der Netznutzer gehen würde.

Ferner ist es wahrscheinlich, dass sich Änderungen auf der Outputseite oft erst zeitverzögert auf die Inputseite und somit die Kosten auswirken. Marginale Outputänderungen können in der Regel mit dem vorhandenen Bestand an Inputs adressiert werden.[58] Den Anpassungen ist somit eine gewisse zeitliche Trägheit inhärent.[59]

Darüber hinaus sollten bei einer Korrektur der EOG möglichst exogene Faktoren zur Erfassung der Mengenänderungen verwendet werden. Wenn Netzbetreiber einen Einfluss auf die Bestimmungsgrößen (endogene Faktoren) haben, kann es zu Anreizverzerrungen kommen.[60] Der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV, der ab der dritten Regulierungsperiode durch den Kapitalkostenabgleich abgelöst wurde, sollte genau der Problematik der Änderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode Rechnung tragen. Er fußte überwiegend auf exogenen Faktoren und war grundsätzlich technologieneutral ausgestaltet. Es blieb den Netzbetreibern überlassen, ob sie der geänderten Versorgungsaufgabe eher kapitalintensiv oder

---

57 Es sei darauf hingewiesen, dass das Regulierungskonto keinen Ausgleich für Trendentwicklungen bietet. Das Regulierungskonto dient im Rahmen der Kalkulation von Netzentgelten, die auf Basis der EOG und prognostizierten Absatzmengen bestimmt werden, zur Korrektur von Prognoseunsicherheiten bei den Absatzmengen. Mehrerlöse in einer Periode führen zu entsprechenden Mindererlösen in den Folgejahre und vice versa. Es geht somit um eine Glättung rein temporärer Effekte.

58 So wird z. B. der Anschluss einer neuen Photovoltaikanlage an das Netz in der Regel nicht unmittelbar zu einer Aufstockung des Personalbestandes führen. Dies wird erst bei Überschreiten von gewissen Schwellenwerten erfolgen.

59 Diese zeitliche Trägheit ist vergleichbar mit dem sogenannten Hystereseeffekt bei der Versorgungsqualität. Vgl. z. B. E-Bridge et al. (2006: 8ff.).

60 Dies ist analog zur Diskussion der Wahl der Outputparameter beim Effizienzvergleich. Auch dort ist eines der Kriterien die Exogenität. Vgl. z. B. Frontier Economics (2023: 45).

betriebskostenlastig begegnet sind. Die Abschaffung war u. a. der nicht ausreichenden Zielgenauigkeit des Instrumentes geschuldet.[61]

Die BNetzA hat den Punkt der Mengenänderung während der Regulierungsperiode für Strom beschränkt auf die fünfte Regulierungsperiode aufgegriffen und sieht eine Lösung außerhalb des generellen X-Faktors vor.[62] Dabei folgt die Behörde einem Modellvorschlag, der vom VKU eingebracht wurde. Dieser Vorschlag sieht einen Betriebskostenaufschlag auf Basis der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs vor.[63] Durch den Rückgriff auf die SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs wird dieser Ansatz somit der oben ausgeführten Forderung nach Verwendung exogener Bestimmungsgrößen gerecht. Die Beschränkung auf Strom und die fünfte Regulierungsperiode ist gerechtfertigt. Zum einen ist die geplante Maßnahme mit einem gewissen administrativen Aufwand verbunden. Zum anderen gewährleistet die danach vorgesehene Verkürzung der Dauer einer Regulierungsperiode von fünf Jahren auf drei Jahre eine zeitnahe Anpassung der Kosten für während der Regulierungsperiode erfolgte Änderungen auf der Outputseite. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der oben erläuterten zeitlichen Trägheit hinsichtlich der Auswirkungen auf der Inputseite. Eine temporäre Regelung für Gas für die fünfte Periode ist aufgrund der zu erwartenden negativen Trends auf der Outputseite nicht erforderlich. Der Verzicht auf eine Korrektur wirkt – wie oben ausgeführt - in diesem Fall sogar zugunsten der Netzbetreiber.

4.1.3 Funktionaler Zusammenhang des Fortschreibungsterms

Die Inflationierung der Kostenbasis während einer Regulierungsperiode sollte in einer Form erfolgen, in der jährlich von der Änderungsrate des Verbraucherpreisindexes der generelle X-Faktor in Abzug gebracht wird, um die wettbewerbsanaloge Wirkung zu entfalten, dass nur die um den technischen Fortschritt korrigierte Inputpreisänderung an die Endkunden weitergegeben wird.[64] Erforderlich als Fortschreibungsterm der Kostenbasis für das Jahr t einer Regulierungsperiode wäre daher:

(4-3) $\prod_{\tau=1}^{t}(1 + \Delta VPI_{\tau} - xgen).$

Die Form des derzeitigen Fortschreibungsterms weicht jedoch leicht von dieser Vorgabe ab, da die Änderungsraten für den VPI und den generellen X-Faktor separat potenziert werden. Es kommt zu folgenden Abweichungen:[65]

---

61 Vgl. BNetzA (2015: 136ff.).
62 Vgl. BNetzA (2025a: 85ff.).
63 Vgl. PWC (2024). Ein anderer Vorschlag wurde vom BDEW in die Diskussion eingebracht, der sich stark an das österreichische Beispiel für einen Betriebskostenfaktor unter Verwendung exogener Bestimmungsgrößen und Standardpreisansätzen anlehnt. Zum BDEW-Vorschlag siehe Consentec (2024). Zur österreichischen Vorgehensweise siehe z. B. Stronzik und Wissner (2024: 17ff.).
64 Siehe Abschnitt 2.1.
65 Unter der Annahme, dass stets $\Delta VPI > 0$ gilt.

- $xgen < 0$: Der derzeitige Fortschreibungsterm führt zu geringeren Erlösen als der korrekte Fortschreibungsterm;
- $xgen \geq 0$ und $\Delta VPI < xgen$: Der derzeitige Fortschreibungsterm führt zu geringeren Erlösen als der korrekte Fortschreibungsterm;
- $xgen \geq 0$ und $\Delta VPI > xgen$: Der derzeitige Fortschreibungsterm führt zu höheren Erlösen als der korrekte Fortschreibungsterm.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Abweichungen zwischen beiden Varianten unter normalen Umständen nur sehr gering sind. Die Anpassung des Fortschreibungsterms hat die BNetzA in der Zwischenzeit ebenfalls aufgegriffen und sieht eine Änderung analog zu Formel (4-3) vor. [66]

4.1.4 Volatile Kosten

Ein weiterer Diskussionspunkt sind die volatilen Kosten. Bei den volatilen Kosten handelt es sich z. B. um Kosten für Treibenergie bei Gas und Verlustenergiekosten bei Strom. Diese Positionen sind durch besonders volatile Preisentwicklungen charakterisiert. Um Netzbetreiber nicht einem zu hohen Risiko infolge der Preisschwankungen auszusetzen, werden die Preise für diese Posten im Rahmen der EOG durch den zusätzlichen Term $(VK_t - VK_0)$ vollständig exogenisiert. Das Preisrisiko geht somit auf die Netznutzer über. Eine entsprechende Ergänzung von Formel (2-2) resultiert in:

$$EOG_t = \left(C_0^{opex} + C_0^{capex} - C_t^{Abzug}\right) * (1 - xind_t) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t\right) + KKA_t + (VK_t - VK_0), \quad (4\text{-}4)$$

wobei $VK_0 = x_0 \cdot p_0$ die volatilen Kosten des Basisjahres sind, die sich aus der Mengenkomponente x_0 und der Preiskomponente p_0 zusammensetzen. $VK_t = x_0 \cdot p_t$ ist die Mengenkomponente des Basisjahres bewertet mit den Preisen des Betrachtungsjahres, p_t.

Die volatilen Kosten, VK_0, sind zudem Bestandteil der operativen Kosten des Basisjahres, C_0^{opex}. Dies führt dazu, dass die volatilen Kosten zum einen mit dem Fortschreibungsterm während der Regulierungsperiode inflationiert werden. Zum anderen wird die EOG über den Term $(VK_t - VK_0)$ zusätzlich für Preisänderungen während der Regulierungsperiode angepasst. Daraus folgt ähnlich wie bei der Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten eine doppelte Berücksichtigung von Preisänderungen. Als Bestandteil der Kosten des Basisjahres gehen die volatilen Kosten zudem in den Effizienzvergleich ein, was wiederum bedeutet, dass Veränderungen der Mengen und Preise bei diesem Posten zwischen den Basisjahren in den Produktivitätsfaktor eingehen.[67]

---

66 Vgl. BNetzA (2025a: 3ff.).

67 Bei der Bestimmung des Produktivitätsfaktors werden beim Malmquist nominale Kostengrößen verwendet, woraus der Term $TF^{Netz} - \Delta IP^{Netz}$ in Formel (2-1) direkt bestimmt werden kann. Siehe z. B. Liebe et al. (2017: 36ff.).

Um eine Doppelberücksichtigung der Preisänderungen bei den volatilen Kosten zu vermeiden, müsste im Term $VK_t - VK_0$ nur die über die bereits im Fortschreibungsterm enthaltene Inputpreisänderung für die Verlust- bzw. Treibenergie hinausgehende Preisänderung zusätzlich angepasst werden, was sich jedoch nicht isoliert bestimmen lässt. Da die Mengenkomponente endogen ist, wäre auch ein Herauslösen der volatilen Kosten aus der Systematik der Anreizregulierung (z. B. als Bestandteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) nicht sachgerecht. Die BNetzA sieht im Festlegungsverfahren RAMEN unter Berücksichtigung der in Abschnitt 4.1.3 ausgeführten Anpassung des Fortschreibungsterms folgende Erweiterung für die volatilen Kosten in der EOG-Formel vor:[68]

(4-5) $$EOG_t = \left(C_0^{Capex} - C_t^{Abzug}\right) \cdot (1 - xind_t) + C_0^{Opex}(1 - xind_t) \cdot \prod_{\tau=1}^{t}\left(\frac{VPI_\tau}{VPI_{\tau-1}} - xgen\right) + KKA_t + VK_t - VK_0 \cdot \prod_{\tau=1}^{t}\left(\frac{VPI_\tau}{VPI_{\tau-1}} - xgen\right).$$

Dies führt dazu, dass bei einem effizienten Netzbetreiber $x_0 p_t$ vergütet wird, was eine Vernachlässigung des sektoralen technischen Fortschritts bedeutet. Der Ineffizienzabbau bliebe weiterhin berücksichtigt.

Als Alternative hatte die BNetzA im Eckpunktepapier zum generellen X-Faktor auch ein Vorgehen analog dem Kapitalkostenabgleich vorgeschlagen, indem $x_0 p_0$ von der Kostenbasis abgezogen und $x_0 p_t$ als Bestandteil in die EOG eingestellt wird.[69] Diese Variante vernachlässigt neben dem technischen Fortschritt zusätzlich den Abbau von Ineffizienzen.

An dieser Stelle soll eine dritte Möglichkeit kurz angerissen werden, die im Endeffekt eine Kombination aus den vorherigen beiden Varianten darstellt. Ein Vorgehen analog dem Kapitalkostenabgleich, wobei $x_0 p_t (1 - xind_t)$ als Bestandteil der EOG eingeführt wird (anstatt $x_0 p_t$), vereinfacht die EOG-Formel im Vergleich zur ersten Variante, ohne den Ineffizienzabbau zu vernachlässigen. Der technische Fortschritt bleibt weiterhin unberücksichtigt. Als problematisch könnte dabei angesehen werden, dass sich bei signifikanten Preissteigerungen der sich aus dem Ineffizienzabbau ergebende nominale Reduktionsbedarf ebenfalls signifikant erhöht. Allerdings betreffen der Ineffizienzabbau und der technische Fortschritt aufgrund der vollständigen Exogenisierung der Preise sowieso nur die Mengenkomponente der volatilen Kosten, was den Einwand des erhöhten Reduktionsbedarfs relativiert. Diesem Einwand könnte zudem durch eine weitere Modifikation begegnet werden, indem $x_0 p_t \cdot \left(1 - {}^{p_0}/_{p_t} \cdot xind_t\right)$ verwendet wird. Die EOG-Formel würde sich folgendermaßen darstellen:

(4-6) $$EOG_t = \left(C_0^{Capex} - C_t^{Abzug}\right) \cdot (1 - xind_t) + (C_0^{Opex} - VK_0) \cdot (1 - xind_t) \cdot \prod_{\tau=1}^{t}\left(\frac{VPI_\tau}{VPI_{\tau-1}} - xgen\right) + KKA_t + VK_t \cdot \left(1 - {}^{p_0}/_{p_t} \cdot xind_t\right).$$

68 Vgl. BNetzA (2025a: 4).
69 Vgl. BNetzA (2024b: 12).

Diese Modifikation würde den sich aus der Effizienzvorgabe $xind_t$ ergebenden nominalen Reduktionsbedarf bei den volatilen Kosten bei Preissteigerungen nach unten korrigieren.

4.2 Methodenvielfalt

Die BNetzA plant, die Ermittlung des generellen X-Faktors ab der fünften Regulierungsperiode allein auf den Malmquist zu stützen und den Törnqvist nicht mehr anzuwenden.[70] Bisher wurden Malmquist und Törnqvist parallel verwendet, was eine gewisse Methodenpluralität gewährleistet hat. Im Rahmen von Abschnitt 4.2.1 wird diskutiert, inwiefern diese Methodenpluralität zukünftig noch vonnöten ist. Ferner werden Möglichkeiten beleuchtet, wie eine Methodenvielfalt sich unter Umständen dennoch gestalten lässt, wenn nur auf den Malmquist rekurriert wird. Abschnitt 4.2.2 beschreibt mit Österreich und Großbritannien zwei Beispiele, wie im internationalen Kontext bei der Ermittlung eines generellen X-Faktors mit der Methodenvielfalt umgegangen wird.

4.2.1 Möglichkeiten im deutschen Kontext

Die parallele Anwendung von Törnqvist und Malmquist zur Ermittlung eines Wertes für den Produktivitätsfaktor war für die dritte und vierte Regulierungsperiode aufgrund der anfangs fehlenden Erfahrungswerte und der Unsicherheiten über die zugrunde liegenden Daten und die Methodik in Bezug auf die erstmaligen Berechnungen für einen zentralen Parameter der Anreizregulierung gerechtfertigt. Derzeit läuft bereits die vierte Regulierungsperiode. Dies bedeutet, dass in der Zwischenzeit sowohl bei Gas als auch bei Strom vier Effizienzvergleiche mit entsprechenden Kostenprüfungen und Kostentreiberanalysen stattgefunden haben. Ferner wurde für die vierte Regulierungsperiode zum zweiten Mal ein Wert für den generellen X-Faktor durch die BNetzA auf Basis des Törnqvists und Malmquists ermittelt. Insbesondere in Bezug auf die kalkulatorischen Kosten und die Daten für die Abbildung der Versorgungsaufgabe, die dem Malmquist zugrunde liegen, dürfte sich die Güte der Daten durch die mehrfachen Plausibilisierungen nicht nur für den Querschnitt, sondern auch über die Zeit signifikant verbessert haben. Es kann von einer gewissen Lernkurve von der Datenerhebung über die Datenplausibilisierung bis hin zur Verwendung der Daten ausgegangen werden. Ferner werden die Prozesse zunehmend automatisiert, was Fehlerwahrscheinlichkeiten beim Datenprozess reduziert. Auch auf Seiten der Netzbetreiber, die die Daten originär zur Verfügung stellen, dürften entsprechende Effekte, die zur Verbesserung der Datengüte geführt haben, stattgefunden haben. Für den Törnqvist haben diese Prozesse bisher nur zweimal stattgefunden, so dass von einer besseren Güte der Daten beim Malmquist ausgegangen werden kann.

Durch die in der Zwischenzeit beim Malmquist gewonnenen Erfahrungswerte hat der anfängliche Nachteil der methodischen und datenbezogenen Unsicherheiten deutlich an

70 Vgl. z. B. BNetzA (2024b: 10).

Bedeutung verloren, was einen Verzicht auf den Törnqvist ab der fünften Regulierungsperiode rechtfertigt.[71] Dies gilt umso mehr, da der Malmquist als Frontier-Methode gegenüber dem Törnqvist den methodischen Vorteil der Separierung von Frontier Shift und Catch-up aufweist, so dass ein um eventuelle Aufholungseffekte bereinigter Wert für den generellen X-Faktor ermittelt werden kann. Dies ist auch der eigentliche Zweck des Xgen, der sich auf den technischen Fortschritt und somit auf den Frontier Shift bezieht.[72] Es könnte eingewendet werden, dass die Separierung mit der Zeit nicht mehr erforderlich sei, da sich alle Netzbetreiber der Effizienzgrenze angenähert hätten und somit keine größeren Verzerrungen durch Catch-up-Effekte zu erwarten sind. Dieses Argument verkennt jedoch, dass die Effizienzgrenze kein statisches Konstrukt ist, sondern sich durch technischen Fortschritt über die Zeit verschiebt. Ein Teil der Netzbetreiber wird sich der Effizienzgrenze annähern, während andere Unternehmen zurückfallen und sich von der Frontier wieder entfernen. Der Nettoeffekt kann positiv oder negativ sein. Dies ist nicht a priori vorherbestimmt, weshalb die Separierbarkeit bei der Ermittlung des Xgen weiterhin einen gewichtigen Vorteil darstellt. Theoretische Überlegungen, die eine solche Annäherung an die Effizienzgrenze ableiten, unterstellen zudem implizit einen hinreichend trennscharfen Effizienzvergleich mit entsprechender Sanktionierung.[73] Unabhängig von einer letztendlichen Einschätzung zu dieser Problematik verbleibt der Vorteil, dass die Ergebnisse beim Malmquist unabhängig von der Größe der Netzbetreiber sind.[74] Dies kann der Törnqvist in der derzeitigen Ausgestaltung nicht gewährleisten, da z. B. die einzelnen Kostenpositionen über alle Netzbetreiber aufsummiert werden, wodurch zumindest bei der Ermittlung der sektoralen Produktivität ein Größeneinfluss nicht ausgeschlossen werden kann. In letzter Konsequenz könnte dies sogar zu einem Endogenitätsproblem führen, wenn allein auf den Törnqvist abgestellt werden würde und große Netzbetreiber einen maßgeblichen Einfluss auf das Ergebnis ausüben könnten. Zumindest Ersteres ist derzeit nicht der Fall. Der Malmquist weist darüber hinaus den Vorteil auf, dass nur Basisjahre miteinander verglichen werden, wodurch Verzerrungen durch eventuelle Basisjahreffekte vermieden werden. Ein Einfluss wäre nur dann gegeben, wenn sich die Basisjahreffekte über die Zeit trendmäßig verändern würden. Zudem gewährleistet der Malmquist die Möglichkeit einer konsistenten Verknüpfung mit den Effizienzvergleichen, so dass genereller und individueller X-Faktor auf der gleichen Basis aufsetzen, wie es derzeit im Rahmen der Festlegungen praktiziert wird.

Da der Malmquist nur auf den Basisjahren aufsetzt, könnte ferner eingewendet werden, dass eine zu geringe Anzahl von Beobachtungen in die Ermittlung eingehen. Durch die

---

71 Vgl. z. B. Liebe et al. (2017: 106ff.).
72 Vgl. z. B. Liebe et al. (2017: 23ff.).
73 Vgl. z. B. Poudineh und Jamasb (2015). Es sei zudem auf die Ausführungen in Abschnitt 4.3 verwiesen.
74 Die individuellen Frontier Shifts werden auf Basis des arithmetischen Mittels zu einem Wert verdichtet. Es sei angemerkt, dass auch Schätzmethoden, die auf den Durchschnitt abstellen, bei Erfüllung der Homoskedastizitätsannahme Ergebnisse unabhängig von der Unternehmensgröße gewährleisten. Dies ist gerade der Hintergrund der Homoskedastizitätsannahme, die in der Regel durch entsprechende Variablentransformationen (z. B. Logarithmierung) erreicht wird. Siehe z. B. Hackl (2005).

Verwendung des geometrischen Mittels und der Eigenschaft der Transitivität[75] sind beim Törnqvist jedoch primär nur das Start- und Endjahr relevant. Die Zwischenjahre üben jedoch im Kontext des von der BNetzA verwendeten Ansatzes über die Ausgestaltung der Gewichtungen der einzelnen Zeitreihen einen Einfluss auf das Ergebnis aus. Ein weiterer Aspekt hinsichtlich der Beobachtungsanzahl beim Malmquist ist, dass beim derzeit verwendeten Totex-basierten Ansatz die Kapitalkosten in die Betrachtungen mit eingehen. Aktivitäten in den Jahren zwischen den Basisjahren spiegeln sich im Sachanlagevermögen und somit auch in den Capex wider, so dass auch die Jahre während einer Regulierungsperiode indirekt in die Betrachtungen einbezogen sind und nicht nur Effekte aus den Basisjahren. Ferner wird zukünftig durch die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre auch die Anzahl der Beobachtungspunkte schneller anwachsen.

Der Wegfall des Törnqvist ist darüber hinaus auch aufgrund der Tatsache gerechtfertigt, dass der Malmquist selbst eine umfangreiche Methodenvielfalt offeriert. Neben der Verwendung der beiden Frontier-Methoden Stochastic Frontier Analysis (SFA) und Data Envelopment Analysis (DEA) werden Berechnungen auf Basis der Totex und der standardisierten Totex (sTotex) durchgeführt. Ferner erfolgt eine Fallunterscheidung, indem zum einen das gesamte Sample betrachtet wird (Fall 1) und zum anderen nur die Netzbetreiber, deren Netzgebiete sich nicht signifikant verändert haben (Fall 2). Die Verwendung unterschiedlicher Referenztechnologien in Form der Wahl der jeweiligen Parametersets der betrachteten Perioden zählt nicht dazu, da deren Aggregation über das geometrische Mittel methodenimmanent ist.[76]

Falls zukünftig von der bisher angewendeten Durchschnittsbildung beim Malmquist abgewichen wird, beinhaltet Tabelle 4-4 indikativ Aufschlüsselungen der bisherigen Malmquist-Ergebnisse nach unterschiedlichen Kategorien. Im oberen Bereich der Tabelle sind die festgelegten Werte sowie die sich jeweils auf Basis des Törnqvist bzw. des Malmquist ergebenden Werte entsprechend den Beschlüssen der BNetzA für die dritte (RP3) und vierte Regulierungsperiode (RP4) jeweils für Strom und Gas ausgewiesen. Da nachfolgend die Fernleitungsnetzbetreiber bei Gas vernachlässigt werden und nur die Verteilernetzbetreiber (VNB) betrachtet werden, werden bei Gas auch noch die sich aus den Beschlüssen ergebenden Werte beim Malmquist dargestellt, wenn nur die VNB einbezogen werden (nur VNB). In den nächsten Zeilen sind die Werte für RP3 und RP4 für Strom und Gas dargestellt, wenn DEA und SFA separat betrachtet werden. Danach erfolgt eine Gegenüberstellung, wenn separat über die Totex bzw.

---

75 Transitivität ist die Eigenschaft eines Indexes, dass für drei beliebige Perioden 1, 2 und 3 der direkte Vergleich zwischen 1 und 3 den gleichen Index wie der indirekte Vergleich über die Periode 2 ergibt. Für den Törnqvist-Index (*TI*) gilt daher: $TI_{1,3} = TI_{1,2} \times TI_{2,3}$. Der Malmquist erfüllt diese Eigenschaft aufgrund sich über die Zeit verändernder Referenztechnologien oder Skaleneffekte nicht. Vgl. z. B. Coelli et al. (2005: 85ff.).

76 Vgl. z. B. Bogetoft und Otto (2011: 39ff.).

sTotex aggregiert wird. Die letzten vier Zeilen stellen Einzelwerte analog zum Vorgehen beim Effizienzvergleich dar.

Tabelle 4-4: Indikative Aufschlüsselung der bisherigen Ergebnisse beim Malmquist [in %]

	Strom		Gas	
	RP3	RP4	RP3	RP4
Festlegung	0,90	0,86	0,49	0,75
Törnqvist	1,82	1,11	0,49	0,75
Malmquist	1,35	0,86	0,92	1,36
Nur VNB	--	--	0,85	1,29
DEA vs. SFA				
DEA	1,41	0,82	0,70	1,23
SFA	1,26	0,90	1,00	1,34
Totex vs. sTotex				
Totex	1,00	0,54	0,77	1,19
stotex	1,67	1,17	0,93	1,39
Einzelwerte, analog zum EV				
DEA totex	1,08	0,43	0,48	1,02
DEA stotex	1,74	1,19	0,91	1,44
SFA totex	0,92	0,64	1,04	1,35
SFA stotex	1,60	1,15	0,94	1,34

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von BNetzA (2018a, 2024c) für Strom und BNetzA (2018b, 2022, 2024d) für Gas.

Unter dem Aspekt der Methodenvielfalt böte sich eine Aufschlüsselung nach DEA und SFA an. Totex vs. sTotex stellen keine Methoden im eigentlichen Sinne dar, da nur zwei unterschiedliche Kostenkonzepte gegenübergestellt werden. Diesbezüglich sei zudem angemerkt, dass im Kontext der Ermittlung eines Frontier Shifts die sTotex der eigentlich ökonomisch sachgerechtere Kostenstandard sind. So werden bei den Totex Produktivitätsänderungen allein aufgrund der Fortschreibung der Kapitalkosten gemäß Netzentgeltverordnungen ausgewiesen (z. B. sinkende EK-Verzinsung aufgrund sinkender Buchwerte), ohne dass sich realwirtschaftlich an den Inputs und Outputs etwas geändert hat. Berechnungen auf Basis der Totex weisen somit einen verzerrten Frontier Shift aus. Da es sich beim generellen X-Faktor um eine sektorale und nicht um eine unternehmensindividuelle Betrachtung handelt, ist zudem fraglich, ob ein Vorgehen analog dem Effizienzvergleich zur Ermittlung der individuellen X-Faktoren gerechtfertigt wäre, zumal – wie eben beschrieben – die Totex ein verzerrtes Bild über den Frontier Shift wiedergeben.

Insgesamt gesehen ist der Wegfall des Törnqvist und die alleinige Abstellung auf den Malmquist aufgrund der deutlich reduzierten Unsicherheiten bzgl. Daten und Methodik sowie der Vorteile des Malmquist gegenüber dem Törnqvist gerechtfertigt. Der bisherige

Malmquist-Ansatz der BNetzA offeriert bereits eine reichhaltige Methodenvielfalt (z. B. Data Envelopment Analysis (DEA) und Stochastic Frontier Analysis (SFA)). Falls zukünftig von der bisher angewendeten Durchschnittsbildung beim Malmquist abgewichen werden sollte, böte sich eine Aufschlüsselung nach DEA und SFA an.

4.2.2 Internationale Beispiele

Im Folgenden werden mit Österreich und Großbritannien zwei internationale Beispiele beschrieben, wie dort mit der Methodenvielfalt im Rahmen der Festlegungen zum generellen X-Faktor umgegangen wird.[77]

4.2.2.1 Österreich

In Österreich kommt sowohl bei Gas als auch bei Strom neben einem individuellen X-Faktor, der aus einem Totex-Benchmarking resultiert, auch ein Opex-basierter genereller X-Faktor zur Anwendung. Die österreichische Regulierungsbehörde basiert ihre Entscheidung zum Xgen im Wesentlichen auf einer einzelnen Methode.[78] Dies ist mit einer Ordinary-Least-Squares-Schätzung (OLS) mit Zeittrend eine Durchschnittsmethode, bei der jährliche Netzbetreiberdaten für einen Zeitraum von rund 20 Jahren genutzt werden.[79] Weitere Ansätze wie Panel-SFA und Malmquist-DEA, die der Behördengutachter anwendet, dienen rein der Ergebnisplausibilisierung. Sie sind jedoch nicht entscheidungsrelevant. Der wesentliche Diskussionspunkt zwischen Behörde und Branche bzgl. des Xgen ist, inwiefern individuelle Preisinformationen bei der OLS mit Zeittrend berücksichtigt werden sollten. Ausgangspunkt der Entscheidung seitens der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control ist eine Schätzung ohne Preisinformationen, wobei das Schätzergebnis im Rahmen eines Konsultationsprozesses in der Regel für die Festlegung durch E-Control im Zuge eines Abwägungsprozesses nach unten korrigiert wird. So wurde z. B. für die vierte (Gas) bzw. fünfte Regulierungsperiode (Strom) der ursprüngliche Wert von rund 1 % p. a. durch E-Control aufgrund der sich aus den bevorstehenden Transformationsprozessen resultierenden Unsicherheiten auf 0,4 % p. a. gesenkt.

---

77 Für ausführlichere Darstellungen zum generellen X-Faktor in diesen Ländern siehe z. B. Stronzik et al. (2023b: 39ff.).

78 Vgl. E-Control (2022: 28ff.) für Gas und E-Control (2024: 28ff.) für Strom.

79 In Österreich liegen in konsistenter Form jährliche Daten für die Kosten und verschiedene mögliche Vergleichsparameter über einen langen Zeitraum für fast alle Netzbetreiber vor. Dies ist im deutschen Kontext derzeit nicht gegeben, weshalb diese Methodik für die deutschen Netzbetreiber nicht anwendbar ist. Neben (definitorischen) Änderungen bei den Outoutparametern liegen in Deutschland auch nicht genügend Beobachtungspunkte vor, um z. B. nicht-lineare Verläufe beim technischen Fortschritt (steigend oder fallend) untersuchen zu können.

4.2.2.2 Großbritannien

In Großbritannien kommen mit dem sogenannten Ongoing Efficiency Target (OE) und den sogenannten Real-Price-Effects (RPE) Größen zur Anwendung, die zusammen vergleichbar mit dem deutschen Produktivitätsfaktor sind.[80] Während OE den sektoralen technischen Fortschritt abbilden soll, erfasst RPE die über die gesamtwirtschaftliche Inflationsrate hinausgehende sektorale Inputpreissteigerung. RPE wird dabei jährlich auf Basis verschiedener Preisindizes während der Regulierungsperiode angepasst.

Für die Entscheidung hinsichtlich der Festlegung eines Wertes für OE hat die britische Regulierungsbehörde Ofgem unterschiedliche Produktivitäten vor allem auf Basis von Daten aus der EU-KLEMS-Datenbank mittels einer Törnqvist-Methodik berechnet. Es wurden sowohl totale Faktorproduktivitäten (u. a. mittels der Bildung von Vergleichssektoren) als auch partielle Faktorproduktivitäten (u. a. Arbeitsproduktivität) bestimmt.[81] Bei der Festlegung hat sich Ofgem dann am oberen Rand des sich aus den Analysen ergebenden Wertespektrums orientiert mit der Begründung, dass regulierte Sektoren weniger anfällig gegenüber exogenen Schocks als wettbewerbliche Sektoren seien und es durch den geringeren Wettbewerbsdruck durch die verwendeten Methoden eher zu einer Unterschätzung des tatsächlich realisierbaren technischen Fortschritts komme.[82] Final hat Ofgem ein OE von 1,15 % für Capex und 1,25 % für Opex festgelegt. Während keine Differenzierung zwischen Strom und Gas erfolgte, wurde die Differenzierung zwischen Capex und Opex mit der längerfristigen Kapitalbindung begründet.

Während in Österreich somit auf eine einzelne Methode rekurriert wird, deren Werte durch E-Control nach eigenem Ermessen nach unten angepasst werden, orientiert sich Großbritannien unter Verwendung unterschiedlicher Ansätze am oberen Rand des aufgespannten Wertebereichs. Beide Wege bieten daher keinen Hinweis darauf, dass das alleinige Abstellen auf den Malmquist in Deutschland nicht sachgerecht wäre.

4.3 Wechselwirkung mit dem Effizienzvergleich

Die bisherigen Analysen erfolgten unter der impliziten Annahme, dass die Vorgaben aus dem Fortschreibungsterm, die Realisierung des technischen Fortschritts sowie die Weitergabe an die Endkunden, auch bei den im Rahmen des Kapitalaufschlags neu hinzukommenden Anlagengütern umgesetzt werden.[83] Wie aus Formel (2-2) ersichtlich wird, werden diese zunächst ohne Vorgaben eins zu eins in die EOG eingestellt und somit unmittelbar erlöswirksam. Es besteht somit zunächst kein unmittelbarer Anreiz für die

---

80 Vgl. Stronzik et al. (2023b: 41f.). Da die Entscheidungen für RIIO-3 noch ausstehen, beziehen sich die folgenden Ausführungen auf die Entscheidungen von Ofgem für die noch laufende RIIO-2-Phase.
81 Vgl. Ofgem (2020).
82 Vgl. Ofgem (2020: 48).
83 Siehe z. B. Tabelle 4-1. Diese Annahme ist auch wesentlich für die Analysen in Pfrommer (2022), Pfrommer und Kanberger (2023), Pfrommer und Streb (2023) sowie Netze BW (2024).

Netzbetreiber, diese Vorgaben umzusetzen. Um einen entsprechenden Anreiz für die Umsetzung zu setzen, sind zwei Voraussetzungen essenziell. Zum einen muss eine hinreichend hohe Aufdeckungswahrscheinlichkeit für ineffizientes Investitionsverhalten gewährleistet sein. Zum anderen muss eine wirksame Sanktionierung erfolgen. Die Aufdeckungswahrscheinlichkeit für ineffizientes Investitionsverhalten wird maßgeblich durch das Design des Effizienzvergleichs beeinflusst. Ein adäquates Design ist gegeben, wenn das Verfahren trennscharf zwischen effizienten und nicht effizienten Netzbetreibern unterscheiden kann.

Tabelle 4-5: Durchschnittliche Effizienzwerte der bisherigen Effizienzvergleiche

	RP1	RP2	RP3	RP4
Gas	87,5 %	89,97 %	93,46 %	92,55 %
Strom	87,5 %	96,14 %	96,69 %	97,01 %

Quellen: Bundesnetzagentur - Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber für Gas und Bundesnetzagentur - Effizienzvergleich für Strom

In Tabelle 4-5 sind die von der BNetzA veröffentlichten gemittelten Effizienzwerte für die bisherigen Effizienzvergleiche für Gas und Strom dargestellt. Insbesondere die Ergebnisse für die Stromnetzbetreiber werfen die Frage auf, ob der stetige Anstieg und die Annäherung an die 100 % auf eine mangelnde Trennschärfe des Effizienzvergleichs oder die Funktionsfähigkeit der Anreizregulierung zurückzuführen sind.[84] Diese Frage bedarf weitergehender Analysen und muss an dieser Stelle unbeantwortet bleiben.

Im deutschen Regime werden die aufgedeckten Ineffizienzen über den individuellen X-Faktor und einen Verteilungsfaktor in einen Abbaupfad überführt. Die festgestellten Ineffizienzen müssen erst zum Ende der Regulierungsperiode vollständig abgebaut sein. Daraus folgt, dass sich Ineffizienzen nicht unmittelbar auf die Eigenkapitalverzinsung auswirken. Können die Netzbetreiber den Abbaupfad realisieren, kommt es zu keiner Minderung der Eigenkapitalrendite. Zumindest ein Teil der Ineffizienzen wird somit durch die Netznutzer gezahlt.

Inwiefern die beiden Voraussetzungen für eine wirksame Anreizsetzung zur Umsetzung der Vorgaben im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs im deutschen Kontext erfüllt sind, kann an dieser Stelle somit nicht eindeutig beantwortet werden.

4.4 Zwischenfazit

Hinsichtlich der Reformnotwendigkeiten von Aspekten des derzeitigen Regimes, die im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung des generellen X-Faktors diskutiert werden,

84 Im Rahmen von Anreizregulierungsregimen wird allgemein erwartet, dass sich alle Unternehmen über die Zeit der Effizienzgrenze annähern. Vgl. z. B. Poudineh und Jamasb (2015).

ist zu konstatieren, dass die BNetzA bereits für den Großteil Anpassungen außerhalb der Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors vorsieht (Mengenänderungen während der Regulierungsperiode, volatile Kosten und funktionaler Zusammenhang des Fortschreibungsterms). Daher wird im Rahmen der Bewertungen der sechs betrachteten Varianten zur Weiterentwicklung des generellen X-Faktors in Kapitel 6 nur der Punkt Doppelanpassung bei den Kapitalkosten wieder aufgegriffen.

In Bezug auf den geplanten Wegfall des Törnqvist ist die alleinige Abstellung auf den Malmquist aufgrund der deutlich reduzierten Unsicherheiten bzgl. Daten und Methodik sowie der Vorteile des Malmquist gegenüber dem Törnqvist gerechtfertigt. Auch internationale Beispiele sprechen nicht dagegen. In diesem Kontext sei ferner darauf hingewiesen, dass der bisherige Malmquist-Ansatz der BNetzA bereits eine reichhaltige Methodenvielfalt offeriert (z. B. Data Envelopment Analysis (DEA) und Stochastic Frontier Analysis (SFA)). Falls zukünftig von der bisher angewendeten Durchschnittsbildung beim Malmquist abgewichen werden sollte, böte sich eine Aufschlüsselung nach DEA und SFA an.

Bei der Weiterentwicklung des generellen X-Faktors ist zudem die Wechselwirkung mit dem individuellen X-Faktor unbedingt zu berücksichtigen. Nur ein trennscharfer Effizienzvergleich auf Basis der Gesamtkosten und ein hinreichend ausgestalteter Sanktionsmechanismus können bei einer unterschiedlichen Behandlung von operativen Kosten (Budgetprinzip) und Kapitalkosten (Kapitalkostenabgleich) gewährleisten, dass Maßnahmen effizient umgesetzt werden.

5 Quantitative Analysen

Im Folgenden werden die quantitativen Analysen vorgestellt, die im Rahmen dieses Gutachtens ergänzend zu den qualitativen Analysen durchgeführt wurden, um eine bessere Einschätzung über die Relevanz bestimmter kritischer Teilaspekte des derzeitigen Regimes sowie der in Abschnitt 2.3 vorgestellten wesentlichen in der derzeitigen Diskussion befindlichen Weiterentwicklungsoptionen zu erhalten. In Abschnitt 5.1 werden die Ergebnisse einer Simulation der Erlösobergrenze zum Totex-Xgen präsentiert. Abschnitt 5.2 beinhaltet eine indikative Kostentreiberanalyse zum Opex-Xgen der BNetzA. Daran anknüpfend wird in Abschnitt 5.3 die Anwendbarkeit von Frontier-basierten Methoden im Rahmen eines Opex-Xgen diskutiert. Korrelationsanalysen zum Opex-Inflator und E.ON-Vorschlag beschäftigen sich in Abschnitt 5.4 mit der Frage, inwiefern sich die operativen Kosten der Netzbetreiber durch geeignete Preisindizes abbilden lassen. Abschließend wird in Abschnitt 5.5 ein kurzes Zwischenfazit zu den quantitativen Analysen gezogen.

Die quantitativen Analysen basieren in großen Teilen auf zwei von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Datensätzen (jeweils einer für Verteilernetzbetreiber Strom und einer für Verteilernetzbetreiber Gas), die die Datensätze zur Ermittlung des Malmquist-Indexes im Rahmen der Festlegungen für die vierte Regulierungsperiode[85] um operative Kosten für RP3 und RP4 erweitern. Diese Daten wurden seitens der BNetzA aus den Erhebungsbögen zu den jeweiligen Effizienzvergleichen mittels Überleitungsrechnung generiert und enthalten im Gegensatz zum Malmquist-Datensatz keine aggregierten Netzbetreiber. Neben den Opex werden auch die sich aus den Erhebungsbögen ergebenden Totex (*Totex_EVS* für Strom bzw. *Totex_EVG* für Gas) und sTotex (*sTotex_EVS* und *sTotex_EVG*) sowie die Differenzen zwischen den Totex aus der Malmquist-Datengrundlage und den Totex der Erhebungsbögen (*Totex_EV**) ausgewiesen. Es ergeben sich folgende Abweichungen in den Daten in Relation zur originären Malmquist-Datengrundlage:

- Strom_VNB_RP34
  - 187 statt 192 Netzbetreiber
  - Für 10 Beobachtungen ist die Differenz größer 1 %
  - Für 132 Beobachtungen ist die Differenz Null.
- Gas_VNB_RP34
  - 165 statt 176 Netzbetreiber
  - Für 13 Beobachtungen ist die Differenz größer 1 %
  - Für 115 Beobachtungen ist die Differenz Null.

Aus den *Opex* und den *Totex_EV** bzw. *sTotex_EV** lassen sich entsprechende Werte *Capex_EV** und *sCapex_EV** für die Kapitalkosten für die Basisjahre RP3 und RP4 ermitteln. Sowohl bei Strom als auch bei Gas sind dabei jeweils zwei Netzbetreiber in den Datensätzen enthalten, die für RP34 eine auffällig hohe Veränderung ihrer

85 Siehe Bundesnetzagentur - Produktivitaetsfaktor.

Kapitalkosten aufweisen. Diese werden in den folgenden Analysen aus den Datensätzen entfernt.

Tabelle 5-1: Nominale Frontier Shifts für unterschiedliche Variablen

Fall 1	Strom		Gas	
	RP3	RP4	RP3	RP4
		Totex		
DEA				
Festlegung	0,9147	0,9234	1,0048	0,9753
Totex	0,9078	0,9274	1,0292	1,0297
Totex_EV*	0,9078	0,9275	1,0292	1,0297
SFA				
Festlegung	0,9194	0,9314	0,9738	0,9760
Totex	0,9234	0,9316	0,9673	0,9664
Totex_EV*	0,9258	0,9330	0,9673	0,9664
		sTotex		
DEA				
Festlegung	0,9210	0,9289	1,0201	1,0023
sTotex	0,9111	0,9334	1,0515	1,0494
sTotex_EV*	0,9130	0,9348	1,0499	1,0478
SFA				
Festlegung	0,9235	0,9395	0,9814	0,9825
sTotex	0,9302	0,9376	0,9752	0,9711
sTotex_EV*	0,9308	0,9382	0,9760	0,9711

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der BNetzA-Datensätze.

In Tabelle 5-1 sind für RP34 jeweils für Strom und Gas für die Totex und sTotex neben den Werten aus den Festlegungen für die vierte Regulierungsperiode auch die nominalen Frontier Shifts enthalten, die sich bei Zugrundelegung der neuen Datensätze (*Strom_VNB_RP34* und *Gas_VNB_RP34*) ergeben. Die Werte wurden zum einen auf Basis der auch in den Malmquist-Dateien enthaltenen Kostendaten (*Totex* und *sTotex)* und zum anderen auf Basis der sich aus den Erhebungsbögen ergebenden Kostendaten (*Totex_EV** und *sTotex_EV**) mittels DEA und SFA ermittelt. Dabei wurden die Netzbetreiber ausgeschlossen, deren Differenz zwischen den Totex aus der Malmquist-Datengrundlage und den Totex der Erhebungsbögen größer als 1 % ist, sowie die Netzbetreiber mit den auffällig hohen Veränderungen in den Capex. Es wird dabei nur der Fall 1 aus den Festlegungen betrachtet.[86] Wie aus der Tabelle ersichtlich wird, führen die beiden Kostendaten (Malmquist vs. Erhebungsbögen) nur zu marginalen

86 Die Festlegungen beinhalten eine Fallunterscheidung. Während Fall 1 alle zugeordneten Netze umfasst, gehen bei Fall 2 nur die Netzbetreiber ein, deren Konzessionsfläche sich zwischen den beiden Basisjahren um weniger als 10% verändert hat. Vgl. z. B. BNetzA (2024c: 83). Auch alle weiteren Analysen, die auf die beiden BNetzA-Datensätze *Strom_VNB_RP34* und *Gas_VNB_RP34* zurückgreifen, beschränken sich auf Fall 1.

Abweichungen. Größere Abweichungen zu den Werten aus den Festlegungen sind nur bei der DEA für die Gasnetzbetreiber zu beobachten, was allein auf die im Vergleich zu den Festlegungen verkleinerten Datensätze zurückzuführen ist. Da die von der BNetzA bereitgestellten Datensätze nicht zu substanziell abweichenden Ergebnissen führen und in weiten Teilen ähnliche Werte wie in den Festlegungen aufweisen, eigenen sie sich für die weiteren quantitativen Analysen.

5.1 Simulation der Erlösobergrenze für den Totex-Xgen

Eine der Fragen, die im Rahmen dieses Gutachtens zu beantworten ist, ist, wie sich die Ertragssituation bei den Netzbetreibern bei der Beibehaltung eines Totex-Xgen und dessen Anwendung nur auf die Opex ändern würde. Der Unterschied zwischen Totex-Xgen und dem bisherigen Regime liegt vor allem in der Fortschreibung des Altanlagevermögens während der Regulierungsperiode. Beim Totex-Xgen entfällt der Term $(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t)$ zur Fortschreibung der aus dem Anlagenbestand resultierenden Kapitalkosten des Basisjahres, während der Kapitalkostenabzug und Kapitalkostenaufschlag unverändert Anwendung finden. Daher kann die grundsätzliche Wirkung aus einem Vergleich von der Änderungsrate des Verbraucherpreisindex, ΔVPI, und der Höhe des Produktivitätsfaktors, x_{gen}, abgeleitet werden. Die Wirkungsweise ist wie folgt:

- $\Delta VPI - xgen > 0$: Erlösobergrenze ist beim Totex-Xgen geringer als im bisherigen Regime;
- $\Delta VPI - xgen < 0$: Erlösobergrenze ist beim Totex-Xgen höher als im bisherigen Regime.

Der Wechsel auf einen Totex-Xgen wirkt sich somit entgegengesetzt zur in Abschnitt 4.1.1 ausgeführten Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten im bisherigen Regime aus. Wie aus der dortigen Tabelle 4-3 ersichtlich, wäre in der ersten und dritten Regulierungsperiode die Erlösobergrenze unter einem Totex-Xgen sowohl bei Strom als auch bei Gas geringer als im derzeitigen Regime gewesen, während sie in der zweiten Regulierungsperiode in beiden Netzsektoren höher gewesen wäre.

Um diese qualitativen Überlegungen quantitativ zu substantiieren, wurden durch die BNetzA zwei Datensätze für Stromverteilernetzbetreiber zur Verfügung gestellt, wobei ein Datensatz die Kapitalkostenabschläge und der andere die Kapitalkostenaufschläge für 175 Netzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode enthält. Die Daten sind jahresscharf für die Jahre 2019 bis 2023. Wie eingangs beschrieben, können die Opex und die Capex aus dem Datensatz *Strom_VNB_RP34* entnommen bzw. ermittelt werden. Durch Verschneidung dieser drei Datensätze verbleiben 91 Netzbetreiber, für die die

Entwicklung der Erlösobergrenze für die dritte Regulierungsperiode für unterschiedliche Fälle simuliert werden kann.[87]

Es werden drei Fälle betrachtet, wobei von effizienten Netzbetreibern ausgegangen wird:

- Fall 1: Fortschreibung der Totex[88] des Basisjahres mit $(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t)$ ohne Kapitalkostenabgleich. Dies entspricht im Grunde der Situation der ersten beiden Regulierungsperioden (altes Regime (RP1/RP2)).
- Fall 2: Fortschreibung der Opex des Basisjahres mit $(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t)$ und Durchreichen der Capex ohne Anwendung des Fortschreibungsterms. Dadurch soll die Situation eines Totex-Xgen simuliert werden, der eventuell ab der fünften Regulierungsperiode zur Anwendung kommt (Totex-Xgen (RP5)). Die Abbildung der Erlösobergrenze wird durch folgende Formel beschrieben:
  - $EOG_t = C_0^{Opex} * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t\right) + C_0^{Capex} + KKA_t - C_t^{Abzug}$
- Fall 3: Der dritte Fall simuliert das derzeitige Regime (RP3/RP4). Demzufolge ergibt sich die Erlösobergrenze als:
  - $EOG_t = (C_0^{Opex} + C_0^{Capex} - C_t^{Abzug}) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - xgen_t\right) + KKA_t$

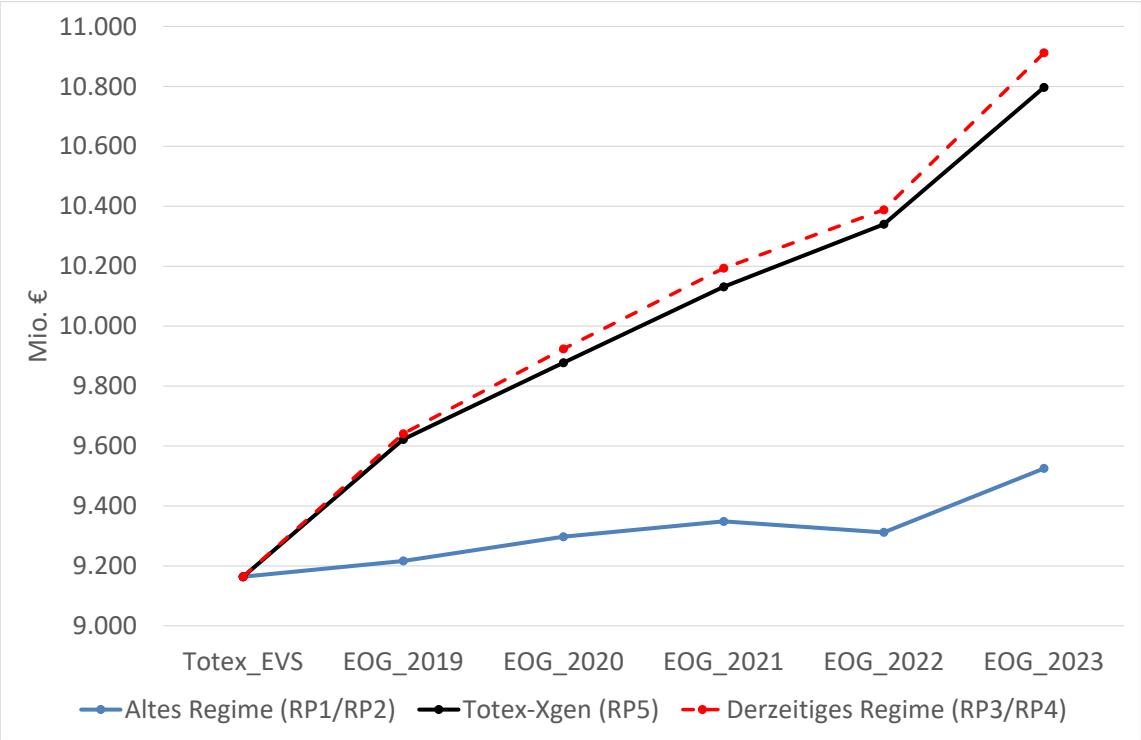
Für den generellen X-Faktor wird der für die dritte Regulierungsperiode festgelegte Wert von 0,9 % verwendet. Die jährlichen Daten für den Verbraucherpreisindex stammen vom Statistischen Bundesamt. Es findet mithin eine jahresscharfe Abbildung der Veränderung des Verbraucherpreisindexes statt.

Die Entwicklungen der Erlösobergrenzen für die drei betrachteten Fälle sind in Abbildung 5-1 dargestellt. Die Erlösobergrenzen der Fälle 2 und 3 liegen deutlich über der für Fall 1. Die Einführung des Kapitalkostenabgleichs hat somit die Ertragslage der Netzbetreiber signifikant verbessert. Da über den gesamten Zeitraum im Durchschnitt $\Delta VPI - xgen > 0$ gilt (siehe Tabelle 4-3), liegt die Erlösobergrenze beim Totex-Xgen (Fall 2) leicht unter der von Fall 3. Im Gegensatz zum Effekt der Einführung des Kapitalkostenabgleichs fällt dieser Effekt jedoch gering aus.

87 Die beiden Datensätze zum Kapitalkostenabzug und zum Kapitalkostenaufschlag enthalten neben Netzbetreibern im Regelverfahren auch solche Netzbetreiber, für die die Zuständigkeit im Rahmen einer Organleihe bei der BNetzA liegt.

88 Es werden die Werte für Totex_EVS aus dem Datensatz *Strom_VNB_RP34* verwendet.

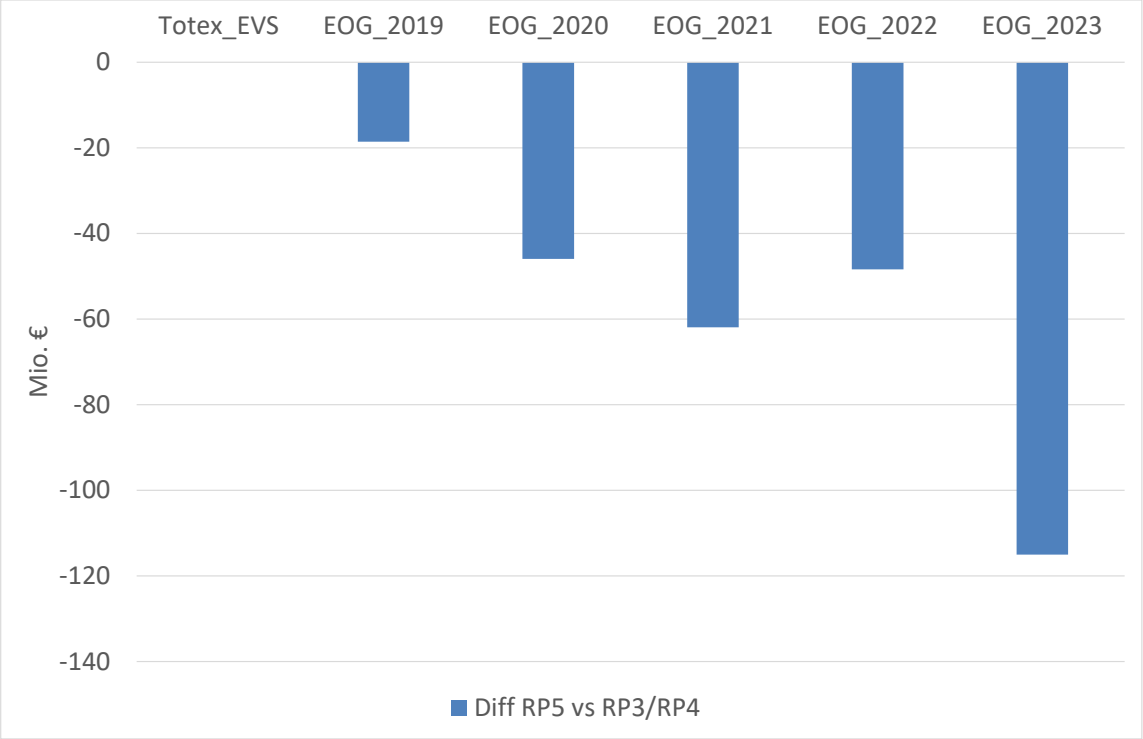
Abbildung 5-1: Entwicklung der Erlösobergrenzen für RP34 für die drei betrachteten Fälle



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der BNetzA-Datensätze.

Abbildung 5-2 veranschaulicht die Differenz zwischen dem Totex-Xgen und dem derzeitigen Regime noch einmal separat. Auffällig ist, dass die Differenz von 2021 auf 2022 abnimmt. Der Knick ist dadurch bedingt, dass die wegen des (t-2)-Verzuges für dieses Jahr relevante Veränderungsrate des VPI aus 2020 kleiner als 0,9% ist, was die qualitativen Aussagen zur grundsätzlichen Wirkung eines Totex-Xgen noch einmal bestätigt.

Abbildung 5-2: Differenz zwischen Totex-Xgen und derzeitigem Regime



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der BNetzA-Datensätze.

5.2 Indikative Kostentreiberanalyse für den Opex-Xgen

Im Folgenden wird analysiert, inwiefern die im Rahmen der bisherigen Ermittlungen des generellen X-Faktors auf Basis des Totex-basierten Malmquist-Indexes verwendeten Outputparameter auch auf einen Opex-basierten Produktivitätsfaktor Anwendung finden könnten. Hierzu erfolgt eine indikative Kostentreiberanalyse auf Basis der beiden Datensätze der BNetzA, *Strom_VNB_RP34* und *Gas_VNB_RP34*. Indikativ bedeutet, dass ausgehend von den für die jeweiligen Zeitpunkte für die Effizienzvergleiche identifizierten finalen Parametersets untersucht wird, ob diese auch zur Erklärung der Opex geeignet sind. Weitere Parameter außerhalb der identifizierten Parametersets werden nicht in die Betrachtung einbezogen. Dies erfolgt jeweils separat für Strom und Gas sowie für die Parametersets des dritten (RP3) und vierten (RP4) Effizienzvergleichs.

5.2.1 Strom

Die als Ausgangspunkt zugrunde gelegten Parametersets für Strom sind in Tabelle 5-2 aufgelistet. Analog zu den Kostentreiberanalysen für die Effizienzvergleiche für Stromverteilernetzbetreiber wird eine normiert-lineare funktionale Form gewählt, wobei

für RP3 die Zählpunkte (*Meters_sum*) und für RP4 die Messlokationen (*Meters_read_tot*) als Normierungsparameter gewählt werden.[89]

Tabelle 5-2: Parametersets Strom

Parameter	Variablenbezeichnung
RP3	
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen HS/MS	*Peak_hsms*
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen MS/NS	*Peak_msns*
Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel) HS	*Cables_cir_hs*
Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen) HS	*Lines_cir_hs*
Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) MS	*Nl_ms*
Stromkreislänge (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen) NS	*Nl_ns*
Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 1-4)	*DR_NE14*
Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen (NE 5-7, dezentral Variante 1)	*DR_NE57*
Anzahl der Zählpunkte im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerstand)	*Meters_sum*
RP4	
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen HS/MS	*Peakload_N4*
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen MS/NS	*Peakload_N6*
Stromkreislänge Kabel (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungskabel) Hoes und HS	*Cables_all_N13_sum*
Stromkreislänge Freileitung (ohne Hausanschlussleitungen und ohne Straßenbeleuchtungsfreileitungen) Hoes und HS	*Lines_all_N13_sum*
Stromkreislänge (mit Hausanschlussleitungen und mit Straßenbeleuchtungskabel und -freileitungen) MS und NS	*Netlength_N57_sum*
Installierte Erzeugungsleistung aller Erzeugungsanlagen der oberen Netzebenen Höchstspannung und Hochspannung (NE 1-4)	*InstPower_NE14_sum*
Dezentrale installierte Erzeugungsleistung auf der unteren Netzebene Mittelspannung (NE 5-6)	*Inst_Power_NE56_sum*
Dezentrale installierte Erzeugungsleistung auf der unteren Netzebene Niederspannung (NE 7)	*InstPower_NE7*
Anzahl der Messlokationen im eigenen Netzgebiet (ohne Pauschalanlagen, mit Leerstand)	*Meters_read_tot*

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

Die Kostentreiberanalyse für die Opex erfolgt wie bei den Effizienzvergleichen mittels Robust Ordinary Least Squares (ROLS). Stufenweise oder heuristische Suchalgorithmen zur Identifizierung des besten Fits, die z. B. Vorwärts- und Rückwärtsselektionsmechanismen miteinander kombinieren, sind in der Regel nicht geeignet, da die Ergebnisse abhängig vom Suchpfad sind, so dass ein globales Optimum nicht garantiert werden kann („in sample optimality problem“). Der Ansatz von Gluzman und Panigo (2015) überwindet diese Probleme und sucht nach dem globalen Optimum hinsichtlich

89 Vgl. Swiss Economics et al. (2019: 60ff.) und Swiss Economics et al. (2024: 80ff.).

eines Zielkriteriums aus allen möglichen Variablenkombinationen. Aus den nach der Normierung verbleibenden acht potenziellen Kostentreibern aus Tabelle 5-2 ergeben sich mithin 2^8-1= 255 Kombinationsmöglichkeiten, wobei die Variante einer Schätzgleichung unberücksichtigt bleibt, die als einzige Erklärungsvariable die Konstante enthält. Dies bedeutet, dass 255 Schätzungen durchgeführt werden, aus denen dann die Schätzung ausgewählt wird, die den höchsten Wert für das Zielkriterium aufweist.

Das Zielkriterium basiert auf einer Kombination aus dem Akaike-Informationskriterium (AIC) und dem Informationskriterium nach Schwartz (BIC), wobei beide Kritierien gleichgewichtet werden. Bei beiden Kriterien wird das Modell als das beste ausgewiesen, das den kleinsten Wert beim Gütekriterium aufweist. Bei der Auswahl möglicher Erklärungsvariablen besteht ein Trade-off zwischen Erhöhung des Erklärungsgehalts und der 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 höheren 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.[90]

Als bestes Modell, das den geringsten Wert für die Gütekriterien aufweist, wird für RP3 ein Modell identifiziert, das bis auf die dezentral installierte Erzeugungsleistung *DR_NE57* alle Vergleichsparameter enthält. Ein ähnliches Ergebnis resultiert für RP4, wo alle Parameter bis auf *InstPower_NE7* einschlägig sind.[91] In Tabelle 5-3 sind die Ergebnisse für die Gütekriterien für das beste Modell und das Modell mit allen Vergleichsparametern („Vollmodell“) gegenübergestellt. Die letzte Spalte enthält das kombinierte Zielkriterium *AICBIC*, das auch beim Suchalgorithmus verwendet wurde. Die Werte liegen sehr nahe beieinander, woraus insgesamt folgt, dass sich die bisher im Kontext der Gesamtkosten angewendeten Vergleichsparameter grundsätzlich auch im Kontext eines Opex-Xgen eignen. Einschränkend ist jedoch anzumerken, dass keine Aussage darüber getroffen werden kann, ob außerhalb der betrachteten Parametersets geeignetere Parameter zur Abbildung der Opex gefunden werden können.

---

90 Für weitergehende Erläuterungen zum gewählten Suchalgorithmus siehe Gluzman und Panigo (2015).

91 Sensitivitätsanalysen unter Einbeziehung auch der Netzbetreiber, bei denen die Differenz zwischen den Totex aus der Malmquist-Datengrundlage und den Totex der Erhebungsbögen (*Totex_EVS*) größer als 1% ist, bestätigen die Ergebnisse. Ferner ist anzumerken, dass auch bei analogen Analysen für die Totex und die sTotex der originären Malmquist-Daten teilweise nicht alle Vergleichsparameter als Bestandteil des besten Modells identifiziert werden.

Tabelle 5-3: Ergebnisse der indikativen Kostentreiberanalyse Strom

Modell	AIC	BIC	AICBIC
RP3			
bestes Modell	1775,92	1791,85	1783,88
Vollmodell	1777,53	1796,65	1787,09
RP4			
bestes Modell	1742,14	1761,33	1751,73
Vollmodell	1743,47	1765,86	1754,67

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der BNetzA-Datensätze.

5.2.2 Gas

Die als Ausgangspunkt zugrunde gelegten Parametersets für Gas sind in Tabelle 5-4 aufgelistet. Analog zu den Kostentreiberanalysen für die Effizienzbergleiche für Gasverteilernetzbetreiber wird eine Translog als funktionale Form gewählt.[92]

Tabelle 5-4: Parametersets Gas

Parameter	Variablenbezeichnung
RP3	
Rohrvolumen gesamt inkl. HAL [m3]	*rv*[1)]
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen [nm3/h]	*jhl*
Anzahl der Messstellen (gesamt)	*ms*
Vorherrschende Bodenklassen 4,5,6 (mit Netzlänge gewichtet) [km]	*bk*[2)]
Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar	*apg*
RP4	
Rohrvolumen gesamt inkl. HAL [m3]	*rv*[1)]
Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Ausspeisungen [nm3/h]	*jhl*
Anzahl der Messstellen (gesamt)	*ms*
Vorherrschende Bodenklassen 4,5,6 (mit Netzlänge gewichtet) [km]	*bk*[2)]
Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar	*apg*

Quelle: eigene Zusammenstellung.
Anmerkungen: 1) RP3: abzgl. Fremdnutzungsanteil, Biogas und Invest § 23 ARegV,
RP4: abzgl. Fremdnutzungsanteil und Biogas;
2) RP3: Anteil vorherrschende Bodenklassen 456 (0-1 m Tiefe),
RP4: Anteil vorherrschende Bodenklassen 456 (0-2 m Tiefe).

Aufgrund der Verwendung einer Translog mit quadratischen Termen und Kreuztermen sowie der geringen Anzahl von Vergleichsparametern erfolgt eine händische Analyse

92 Vgl. Frontier Economics und TU Berlin (2019: 57ff.) und Frontier Economics (2023: 75ff.).

aller Grundparameterkonstellationen.[93] Es werden unter Vernachlässigung der Variante, bei der die Schätzgleichung nur die Konstante enthält, 2^5-1= 31 Kombinationsmöglichkeiten mittels ROLS geschätzt.

Die Werte für die Gütekriterien AIC und BIC sowie für das kombinierte Zielkriterium AICBIC für die 31 Modellschätzungen für RP3 und RP4 sind in Tabelle 5-5 enthalten. Die Zeile des Modells, das alle fünf Vergleichsparameter („Vollmodell“) beinhaltet, ist in der Tabelle blau markiert. Jeweils grün markiert sind die Modelle, die für das jeweilige Kriterium den geringsten Wert aufweisen. Das Vollmodell ist bei RP4 bzgl. AIC auch zugleich das beste Modell. Hinsichtlich AIC und dem kombinierten Kriterium AICBIC liegt das Vollmodell in den anderen Fällen zumindest sehr nahe am besten Modell, das jeweils zumindest vier der fünf Grundvergleichsparameter enthält. Hinsichtlich des Informationskriteriums nach Schwartz (BIC) liegt das Vollmodell insbesondere bei RP3 relativ entfernt vom besten Modell, das in diesem Fall auch nur zwei der fünf Grundparameter enthält.[94]

93 Der bei Strom verwendete Suchalgorithmus von Gluzman und Panigo (2015) würde die Grundparameter und die darauf aufbauenden quadratischen Terme und Kreuzterme jeweils als eigenständige Variable auffassen und somit eventuell im besten Modell z. B. den Grundparameter y_1 mit einem quadratischen Term y_3^2 und dem Kreuzterm $y_4 \cdot y_5$ kombinieren, was nicht sachgerecht wäre. Der Algorithmus ist daher im Gaskontext nicht anwendbar.

94 Sensitivitätsanalysen unter Einbeziehung auch der Netzbetreiber, bei denen die Differenz zwischen den Totex aus der Malmquist-Datengrundlage und den Totex der Erhebungsbögen (*Totex_EVG*) größer als 1 % ist, bestätigen die Ergebnisse.

Tabelle 5-5: Ergebnisse der indikativen Kostentreiberanalyse Gas

Modell	RP3			RP4		
	AIC	BIC	AICBIC	AIC	BIC	AICBIC
Model 1:rv	219,54	228,61	224,08	210,41	219,69	215,05
Model 2:rv_jhl	203,18	221,33	212,26	188,79	207,35	198,07
Model 3:rv_ms	124,49	142,63	133,56	132,80	151,36	142,08
Model 4:rv_bk	177,97	196,12	187,05	174,35	192,91	183,63
Model 5:rv_apg	219,51	237,66	228,58	214,84	233,40	224,12
Model 6:rv_jhl_ms	24,18	54,42	39,30	29,21	60,14	44,67
Model 7:rv_jhl_bk	149,03	179,26	164,15	148,44	179,38	163,91
Model 8:rv_jhl_apg	205,27	235,51	220,39	194,58	225,52	210,05
Model 9:rv_ms_bk	122,76	153,00	137,88	135,88	166,82	151,35
Model 10:rv_ms_apg	95,62	125,86	110,74	92,36	123,30	107,83
Model 11:rv_bk_apg	176,69	206,93	191,81	178,75	209,68	194,22
Model 12:rv_jhl_ms_bk	25,72	71,08	48,40	34,94	81,34	58,14
Model 13:rv_jhl_ms_apg	12,56	57,92	35,24	4,54	50,95	27,74
Model 14:rv_jhl_bk_apg	144,58	189,94	167,26	155,33	201,74	178,54
Model 15:rv_ms_bk_apg	92,83	138,19	115,51	96,47	142,88	119,67
Model 16:rv_jhl_ms_bk_apg	12,41	75,91	44,16	-2,07	62,90	30,41
Model 17:jhl	239,59	248,67	244,13	244,27	253,55	248,91
Model 18:jhl_ms	26,46	44,60	35,53	30,22	48,78	39,50
Model 19:jhl_bk	145,95	164,10	155,02	166,26	184,82	175,54
Model 20:jhl_apg	238,02	256,17	247,10	246,65	265,21	255,93
Model 21:jhl_ms_bk	21,41	51,65	36,53	33,06	63,99	48,53
Model 22:jhl_bk_apg	140,07	170,31	155,19	169,26	200,20	184,73
Model 23:jhl_ms_apg	19,38	49,62	34,50	12,90	43,84	28,37
Model 24:jhl_ms_bk_apg	8,42	53,78	31,10	7,80	54,21	31,00
Model 25:ms	282,09	291,16	286,63	328,53	337,82	333,18
Model 26:ms_bk	145,14	163,28	154,21	213,22	231,79	222,51
Model 27:ms_apg	147,63	165,77	156,70	144,86	163,42	154,14
Model 28:ms_bk_apg	104,06	134,30	119,18	122,25	153,19	137,72
Model 29:bk	226,09	235,16	230,63	248,11	257,39	252,75
Model 30:bk_apg	219,68	237,82	228,75	226,71	245,27	235,99
Model 31:apg	351,48	360,55	356,02	374,62	383,90	379,26

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der BNetzA-Datensätze.

Insgesamt kann somit auch für die Gasverteilernetzbetreiber die Aussage abgleitet werden, dass sich die EVG-Parameter grundsätzlich auch für eine Anwendung im Rahmen eines Opex-Xgen eignen. Neben der bereits bei Strom angeführten Einschränkung, dass außerhalb des betrachteten Parametersets eventuell geeignetere Parameter gefunden werden könnten, gilt die Aussage bei Gas zudem nur eingeschränkt, wenn auf das BIC-Kriterium abgestellt wird. Es sei jedoch noch einmal darauf hingewiesen, dass dieses Kriterium eher zu einer Unterspezifizierung neigt.

Die Anwendbarkeit der Vergleichsparameter aus den Effizienzvergleichen im Rahmen eines Opex-basierten Xgen kann sowohl für Strom als auch für Gas grundsätzlich bejaht werden. Allerdings sollte aufgrund der genannten Einschränkungen bei der Umstellung auf einen Opex-Xgen in einer zukünftigen Regulierungsperiode zuvor umfassender analysiert werden, ob nicht andere Parameter außerhalb des betrachteten Parametersets besser geeignet wären. Nur wenn dadurch die grundsätzliche Bejahung in diesem Gutachten bestätigt wird, könnte auf eine eigenständige Kostentreiberanalyse bei der

Bestimmung eines Opex-Xgen verzichtet werden und die im Rahmen des Totex-Benchmarkings identifizierten Parameter analog zum dem bisherigen Vorgehen beim Totex-basierten Malmquist-Index angewendet werden.

5.3 Anwendbarkeit von Frontier-Methoden beim Opex-Xgen

Eine weitere Frage in Hinblick auf einen Opex-Xgen ist die Anwendbarkeit von Frontier-Methoden, wie sie bisher im Rahmen des Totex-Malmquists mit der DEA und der SFA genutzt werden. Ein Opex-basierter Produktivitätsfaktor könnte in der Anwendung problematisch sein, wenn kapitalintensive Netzbetreiber den generellen X-Faktor treiben.[95] Wenn Frontier-Methoden allein auf den Betriebskosten aufsetzen, ist theoretisch zu erwarten, dass tendenziell eher kapitalintensive Netzbetreiber die Effizienzgrenze aufspannen, da solche Unternehmen ceteris paribus geringere Opex aufweisen.

Ein erstes Indiz für einen Capex-Bias wäre daher z. B., wenn die Unternehmen, die die Effizienzgrenze im Rahmen eines Opex-basierten Malmquists in den jeweiligen Perioden aufspannen, die sogenannten Peers, eine signifikant geringere Opex-Intensität (Anteil der Opex an den Totex) aufweisen als die Gesamtheit aller Netzbetreiber. Daher wird in diesem Abschnitt im Rahmen eines Opex-Malmquists auf Basis der DEA untersucht, wie sich die Opex-Intensität zwischen allen Unternehmen und den Peers in den jeweiligen Regulierungsperioden unterscheidet. Dies erfolgt sowohl für Strom als auch für Gas, wobei wiederum auf die Datensätze der BNetzA *Strom_VNB_RP34* und *Gas_VNB_RP34* zurückgegriffen wird. Als Vergleichsparameter werden die auch beim Totex-Malmquist verwendeten Parametersets für RP4 herangezogen (siehe Tabelle 5-2 und Tabelle 5-4).[96] Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-6 zusammengefasst.

Tabelle 5-6: Opex-Intensität Peers vs. alle Netzbetreiber (DEA)

	Opex-Intensität der Peers (DEA)		Opex-Intensität aller Netzbetreiber	
	RP3	**RP4**	**RP3**	**RP4**
Gas	33 % (0,06)	36 % (0,10)	51 % (0,10)	55 % (0,09)
Strom	58 % (0,08)	63 % (0,07)	61 % (0,08)	66 % (0,07)

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der BNetzA-Datensätze.
Anmerkungen: Dieser Berechnung liegt jeweils das Parameterset RP4 zugrunde. Die Angaben in den Spalten zur Opex-Intensität der Peers bezieht sich somit auf diejenigen Netzbetreiber, die bei Verwendung der Vergleichsparameter nach dem Modell der RP4 die Effizienzgrenze in RP3 bzw. RP4 aufspannen. Standardabweichung in Klammern.

95 Vgl. z. B. Stronzik und Wissner (2024: 28).
96 Bei Verwendung der Outputparameter RP3 ergeben sich ähnliche Ergebnisse.

Für die Netzbetreiber im Stromsegment unterscheidet sich die Opex-Intensität der Peers kaum von der Opex-Intensität aller Unternehmen. Im Gassegment hingegen ist der Unterschied in der Opex-Intensität zwischen den Peers und allen Netzbetreibern nicht unerheblich. Während also bei Strom kein Indiz für einen Einfluss der Opex-Intensität auf den Opex-Xgen identifiziert werden kann, ist dies bei Gas auf den ersten Blick nicht der Fall. Allerdings ist anzumerken, dass die Anzahl der Peers bei Gas deutlich geringer als bei Strom ist, wodurch die Aussagekraft bei Gas eingeschränkt wird. Während im Stromsegment die Effizienzgrenze durch ca. 15 % der Netzbetreiber aufgespannt wird, liegt der Anteil bei Gas unter 5 %.

Ein stärkeres Indiz für einen Capex-Bias eines Opex-Xgen ist, wenn die Frontier Shifts vor allem durch Netzbetreiber mit einer geringen Opex-Intensität getrieben sind. Daher wurde in einer zweiten Analyse die Opex-Intensität der 10 % der Unternehmen betrachtet, die jeweils den höchsten individuellen Frontier Shift aufweisen und mit der Opex-Intensität der Gesamtheit aller Netzbetreiber verglichen. Dies erfolgte ebenfalls auf Basis des Parametersets RP4.[97] Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-7 zusammengefasst.

Tabelle 5-7: Opex-Intensität der Top 10 % der Netzbetreiber mit dem größten Frontier Shift vs. alle Netzbetreiber (DEA)

	Opex-Intensität der Top 10 % der Netzbetreiber mit den größten Frontier Shifts (DEA)		Opex-Intensität aller Netzbetreiber	
	RP3	**RP4**	**RP3**	**RP4**
Gas	52 % (0,14)	55 % (0,14)	51 % (0,10)	55 % (0,09)
Strom	58 % (0,08)	63 % (0,07)	61 % (0,08)	66 % (0,07)

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der BNetzA-Datensätze.
Anmerkungen: Dieser Berechnung liegt jeweils das Parameterset RP4 zugrunde. Die Angaben in den Spalten zur Opex-Intensität der Top 10% Netzbetreiber bezieht sich somit auf diejenigen Netzbetreiber, die bei Verwendung der Vergleichsparameter nach dem Modell der RP4 die höchsten individuellen Frontier Shifts aufweisen. Es wird deren Opex-Intensität zum Zeitpunkt RP3 und RP4 ausgewiesen. Standardabweichung in Klammern.

Im Vergleich zu allen Netzbetreibern verzeichnen die Netzbetreiber, die die höchsten individuellen Frontier Shifts aufweisen, keine nennenswert abweichende Opex-Intensität. Dies gilt sowohl für Strom als auch für Gas. Insgesamt kann somit auf Basis der Analysen für RP34 kein Indiz abgeleitet werden, dass im Kontext eines Opex-Xgen der Frontier Shift durch die Opex-Intensität getrieben ist. Ein Hinweis, dass ein Opex-basierter Produktivitätsfaktor automatisch durch kapitalintensive Netzbetreiber getrieben wird, kann daher nicht identifiziert werden. Allerdings erfolgten die Analysen für einen Zeitraum, wo de facto ein Totex-Xgen zur Anwendung kam. Es bleibt daher abzuwarten, ob bei einem Wechsel auf einen Opex-Xgen sich die Anreize unter Umständen verändern

97 Bei Verwendung der Outputparameter RP3 ergeben sich ähnliche Ergebnisse.

und sich ein anderes Ergebnis hinsichtlich der Wirkungsweise offenbart. Dies würde jedoch ein gewisses kollektives Verhalten der Netzbetreiber erfordern.

5.4 Korrelationsanalysen zum Opex-Inflator und E.ON-Vorschlag

Der Opex-Inflator[98] ist eine alternative Methode zur Anpassung der Erlösobergrenze, bei der verschiedene Kostenarten getrennt betrachtet und mit spezifischen Indizes angepasst werden. E.ON hat vorgeschlagen, die Kosteninflationierung mittels des VPI vorzunehmen.[99]

Im Folgenden werden daher die Indizes, die in den Törnqvist-Tools (TQ-Tools) der BNetzA verwendet werden, und der VPI anhand von Korrelationsanalysen dahingehend analysiert, wie sie die tatsächliche Entwicklung der Opex abbilden können.

5.4.1 Datengrundlage und Ansatz

Die Korrelationsanalysen wurden jeweils für Strom und Gas durchgeführt. Eine hohe Korrelation der Veränderungsraten der Indizes würde eine gute Abbildung der tatsächlichen Entwicklung der Opex gewährleisten.

Tabelle 5-8 zeigt, welche Daten für die Analysen herangezogen wurden.

98 Vgl. Abschnitt 2.3.5.
99 Vgl. Abschnitt 2.3.6.

Tabelle 5-8: Datengrundlage der Korrelationsanalysen

Potenzielle Inflatoren		Opex-Daten	
Verbraucherpreis-index (VPI)	**Opex-Zeitreihen aus den TQ-Tools**	**Opex-Daten aus den TQ-Tools**	**Opex-Daten für zehn Netzbetreiber aus den Erhebungsbögen**
Der Verbraucherpreisindex für Deutschland misst die durchschnittliche Preisentwicklung aller Waren und Dienstleistungen, die private Haushalte für Konsumzwecke kaufen.	Für die Posten • Personal (D1), • Bezogene Leistungen (D2), • Sonstiges (D3) – Konzessions-abgaben (D3.1) – Netzkauf (D3.2) • Zinsen (D6) sind in den TQ-Tools entsprechende Preisindizes von Destatis hinterlegt.[100] Teilweise wurden dort aus zwei oder mehreren Indexreihen neue Indizes gebildet. *	Aus den Törnqvist-Tools bzw. den Erhebungsbögen wurden folgende Daten für die Opex-Entwicklung herangezogen: * • Personal (D1) • Bezogene Leistungen (D2) • Sonstiges (D3) – Konzessions-abgaben (D3.1) – Netzkauf (D3.2) • Zinsen (D6)	Aus den Erhebungsbögen wurden folgende Daten für die Opex-Entwicklung der jeweils zehn Unternehmen mit der geringsten Veränderung der Versorgungsaufgabe herangezogen: * • Personal (D1) • Bezogene Leistungen (D2) • Sonstiges (D3) – Konzessions-abgaben (D3.1) – Netzkauf (D3.2) • Zinsen (D6)

Quelle: eigene Zusammenstellung.
Anmerkung: * Die Positionen wurden mit ihren Anteilen an der Summe der Positionen in den TQ-Tools bzw. Erhebungsbögen gewichtet, um einen Gesamtindex zu bilden.

Die Veränderung der Opex der Netzbetreiber können aus Preis- oder Mengenänderungen herrühren. Diese würde bei Wahl des VPI oder der Destatis-Reihen aus den Törnqvist-Tools allerdings mit einem Preisindex fortgeschrieben, was zunächst inkonsistent wäre. Daher wurden für die Zeiträume 2016 bis 2020 (Gas) und 2017 bis 2021 (Strom) jeweils zehn Netzbetreiber für Gas und Strom herausgefiltert, bei denen sich die Versorgungsaufgabe nur geringfügig verändert hat.[101] Wird davon ausgegangen, dass diese Netzbetreiber ihrer Versorgungsaufgabe mit der ungefähr gleichen Zusammensetzung an Inputs nachkommen, so wäre der Preiseffekt dominant und die Korrelationsanalysen können dann darüber Auskunft geben, wie gut die vorgeschlagenen Zeitreihen diesen Preiseffekt abbilden.

100 Eine Ausnahme bildet die Zeitreihe der Personalkosten, die aus den Daten der Netzbetreiber gebildet wurde (Personalaufwand dividiert durch geleistete Arbeitsstunden).

101 Die entsprechenden Netzbetreiber wurden durch die BNetzA identifiziert und bereitgestellt. Die Identifizierung erfolgte durch die BNetzA auf Basis der Datensätze Strom_VNB_RP34 und Gas_VNB_RP34, wobei die Änderung der Versorgungsaufgabe anhand der Veränderung der einzelnen Outputparameter ermittelt wurde.

Sollte für alle Netzbetreiber (mit sich stärker verändernden Versorgungsaufgaben) darauf zurückgegriffen werden, so ist eine zusätzliche Mengenanpassung außerhalb des Xgen obsolet, da dann auch vermehrt Mengeneffekte abgebildet würden.

In den Korrelationsanalysen wurde die Entwicklung der tatsächlichen Opex demnach auf zwei Arten betrachtet: Zum einen für den gesamten Zeitraum der in den Törnqvist-Tools hinterlegten Daten 2006 bis 2021 für Gas und 2006 bis 2022 für Strom und zum anderen jeweils für den Zeitraum 2016 bis 2020 (Gas) bzw. 2017 bis 2021 (Strom), für den die oben beschriebenen jeweils zehn Netzbetreiber mit geringer Änderung der Versorgungsaufgabe identifiziert wurden.

Aus den Törnqvist-Tools bzw. den Erhebungsbögen wurden dabei folgende Daten für die Opex-Entwicklung herangezogen:

- Personal (D1)
- Bezogene Leistungen (D2)
- Sonstiges (D3) – Konzessionsabgaben (D3.1) – Netzkauf (D3.2)
- Zinsen (D6)

Der Posten „Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (RHB)“ wurde nicht aufgenommen, da im dort beinhalteten Verrechnungsposten zwischen Übertragungs- (Strom) bzw. Fernleitungsnetzbetreibern (Gas) und Verteilernetzbetreibern Kosten der vorgelagerten Netzebene enthalten sind. Diese Kosten sind insbesondere durch die Offshore-Anbindung im Strombereich massiv angestiegen. Im Gasbereich unterliegen diese Kosten aufgrund der volatilen Gasbeschaffung erheblichen Schwankungen.

Die Positionen wurden mit ihren Anteilen an der Summe der Positionen gewichtet, um einen Gesamtindex zu bilden. Dieser stellt jeweils die Grundlage für die Analysen dar.

Berechnet wurden die Korrelationskoeffizienten nach Pearson und Spearman. Der Pearson-Korrelationskoeffizient misst den linearen Zusammenhang zwischen zwei metrisch skalierten Variablen, ist jedoch anfällig gegenüber Ausreißern. Der Spearman-Korrelationskoeffizient hingegen basiert auf Rangordnungen, erfasst auch nichtlineare Zusammenhänge und ist somit robuster gegenüber Ausreißern.

5.4.2 Ergebnisse für Strom

Die Ergebnisse stellen sich zunächst für den **Strombereich** wie folgt dar (vgl. Tabelle 5-9).

Tabelle 5-9: Korrelationskoeffizienten der Veränderungsraten Strom

		VPI		Indexreihen aus TQ-Tool	
	Zeitraum	Pearson	Spearman	Pearson	Spearman
Opex-Daten TQ-Tool	2006 bis 2022	0,54	0,33	0,53	0,32
	2017 bis 2021	0,63	0,47	0,09	-0,05
Opex-Daten 10 Netzbetreiber	2006 bis 2022	0,23	0,12	0,30	0,48
	2017 bis 2021	-0,24	-0,23	0,27	0,23

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der BNetzA-Datensätze.

Betrachtet man die Opex-Daten aus dem TQ-Tool für den Gesamtzeitraum 2006–2022, so sind Pearson (0,54) und Spearman (0,33) im Zusammenhang mit dem VPI zwar beide positiv, unterscheiden sich aber deutlich in der Höhe. Dies weist darauf hin, dass zwar ein linearer Zusammenhang besteht, dieser aber nicht durchgängig über alle Wertebereiche hinweg gleichmäßig stark ist – möglicherweise beeinflusst durch einzelne Jahre mit besonders starken Veränderungen.[102] Ähnliches gilt für die Indexreihen aus dem TQ-Tool, bei denen Pearson (0,53) höher liegt als Spearman (0,32), was ebenfalls für eine gewisse Unregelmäßigkeit im Zusammenhang spricht.

Im kürzeren Zeitraum 2017 bis 2021 verändert sich das Muster. Die Korrelation mit dem VPI steigt (Pearson: 0,63; Spearman: 0,47), was auf einen stärkeren und konsistenteren Zusammenhang hinweist. Die OPEX-Entwicklung verläuft in dieser Phase also deutlich gleichgerichteter zur allgemeinen Preisentwicklung, sowohl im Niveau (Pearson) als auch in der Richtung (Spearman). Noch deutlicher wird der Unterschied im Zeitraum 2017–2021: Für die Korrelation zwischen Opex (TQ-Tool) und den Indexreihen fällt der Pearson-Koeffizient auf 0,09, während der Spearman-Wert sogar negativ ist (-0,05). Diese Diskrepanz legt nahe, dass keine konsistente monotone Beziehung vorliegt – möglicherweise gibt es hier einzelne Jahre, in denen die Richtung der Veränderung nicht den allgemeinen Mustern folgte, was den Spearman-Wert negativ werden lässt, während der Pearson-Koeffizient durch einige starke Einzelwerte noch leicht positiv bleibt.

Bei den Opex-Daten der zehn Netzbetreiber zeigt sich über den Gesamtzeitraum 2006–2022 nur eine schwache Korrelation mit dem VPI (Pearson: 0,23; Spearman: 0,12), wobei die größere Differenz zwischen beiden Kennzahlen auf eine gering ausgeprägte und zudem nicht strikt monotone Beziehung hinweist. Interessant ist jedoch der Zeitraum 2017–2021: Hier wird der Zusammenhang zwischen Opex und VPI negativ – sowohl Pearson (-0,24) als auch Spearman (-0,23) liegen auf ähnlichem Niveau. Diese Übereinstimmung spricht für eine relativ konsistente, wenn auch schwache und

102 Eine Auswertung für den Zeitraum 2006 bis 2021 ergibt deutlich niedrigere Werte (Pearson: 0,39 und Spearman: 0,18). Somit sind die hohen Werte stark durch das Jahr 2022 bedingt.

gegenläufige Beziehung: In Jahren mit steigenden Verbraucherpreisen sanken die Opex tendenziell oder stiegen weniger stark an.

Die Korrelation der zehn Netzbetreiber zu den TQ-Indexreihen bleibt im positiven Bereich (Pearson: 0,27; Spearman: 0,23), allerdings ist sie deutlich schwächer als im Gesamtzeitraum. Das bedeutet: Der Zusammenhang zu den spezifischen Kostenentwicklungen der TQ-Indexreihen war in dieser Phase weniger stark ausgeprägt, aber grundsätzlich noch vorhanden.

5.4.3 Ergebnisse für Gas

Für den Gasbereich ergeben sich folgende Ergebnisse (vgl. Tabelle 5-10).

Tabelle 5-10: Korrelationskoeffizienten der Veränderungsraten Gas

		VPI		Indexreihen aus TQ-Tool	
	Zeitraum	Pearson	Spearman	Pearson	Spearman
Opex-Daten TQ-Tool	2006 bis 2021	-0,13	-0,19	0,55	0,33
	2016 bis 2020	0,59	0,48	0,70	0,35
Opex-Daten 10 Netzbetreiber	2006 bis 2021	0,01	-0,06	0,45	0,35
	2016 bis 2020	-0,59	-0,58	-0,43	-0,48

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der BNetzA-Datensätze.

Für die Opex-Daten aus dem TQ-Tool im Zeitraum 2006 bis 2021 ergibt sich eine negative Korrelation zum VPI (Pearson: -0,13; Spearman: -0,19). Diese Werte deuten auf einen schwachen, aber gegenläufigen Zusammenhang hin: In Jahren mit steigenden Verbraucherpreisen sind die Opex tendenziell eher gesunken oder weniger stark gestiegen. Die relativ geringe Übereinstimmung zwischen Pearson und Spearman spricht dafür, dass die Richtung der Veränderungen in den einzelnen Jahren uneinheitlich war. Im gleichen Zeitraum zeigt sich jedoch eine deutlich positive Korrelation mit den Indexreihen des TQ-Tools (Pearson: 0,55; Spearman: 0,33). Das deutet darauf hin, dass die Veränderung der Opex im TQ-Tool in erster Linie technischen oder branchenspezifischen Kostentreibern folgt, wie sie in den Indexreihen abgebildet sind.

Im kürzeren Zeitraum 2016 bis 2020 ergibt sich ein deutlich klareres Bild: Der Zusammenhang zwischen OPEX und VPI ist positiv (Pearson: 0,59; Spearman: 0,48). Dies weist auf einen stabileren und engeren Gleichlauf hin – in dieser Phase entwickelten sich die Betriebsausgaben offenbar stärker im Einklang mit der allgemeinen Preisentwicklung. Die etwas niedrigere Spearman-Korrelation zeigt, dass es zwar weitgehend gleichgerichtete Veränderungen gab, aber nicht jedes Jahr exakt der Rangfolge des VPI folgte. Auch die Korrelation mit den TQ-Indexreihen ist mit Pearson (0,70) noch deutlicher ausgeprägt, was für eine starke lineare Beziehung spricht. Der Spearman-Wert liegt allerdings nur bei 0,35, was zeigt, dass die Richtung der jährlichen

Veränderungen nicht immer derjenigen der TQ-Indizes entsprach. Dies kann auf Schwankungen oder Sonderentwicklungen hindeuten, bei denen zwar ein übergeordneter Trend erkennbar war, aber die jährlichen Veränderungen nicht konsistent verliefen.

Für die Opex-Daten der zehn Netzbetreiber ergibt sich über den Zeitraum 2006 bis 2021 eine nahezu neutrale Korrelation zum VPI (Pearson: 0,01; Spearman: -0,06). Dies deutet darauf hin, dass die Betriebsausgaben dieser Netzbetreiber in diesem Zeitraum unabhängig von allgemeinen Preisentwicklungen verliefen. Hingegen ist die Korrelation zu den Indexreihen aus dem TQ-Tool positiv (Pearson: 0,45; Spearman: 0,35). Der moderate lineare und monotone Zusammenhang zeigt, dass sich die Opex tendenziell in die gleiche Richtung entwickelten wie die technischen Kostenindizes – allerdings mit Schwankungen in der jährlichen Rangfolge.

Im Zeitraum 2016 bis 2020 verändert sich das Muster deutlich: Die Korrelation der Opex mit dem VPI wird stark negativ (Pearson: -0,59; Spearman: -0,58). Dieser stark gegenläufige Zusammenhang lässt vermuten, dass Jahre mit steigender Inflation mit rückläufigen oder stagnierenden Opex einhergingen. Ebenfalls negativ fällt die Korrelation zu den TQ-Indexreihen aus (Pearson: -0,43; Spearman: -0,48), was bedeutet, dass die Betriebsausgaben der Netzbetreiber auch entgegen den technischen Kostenentwicklungen verliefen.

Die Korrelationsanalysen für **Strom und Gas** zeigen insgesamt, dass die Indexreihen aus dem TQ-Tool die Entwicklung der Opex insgesamt etwas besser abbilden als der Verbraucherpreisindex (VPI), insbesondere für einen längeren Zeitraum. Im kürzeren Zeitraum – in dem gezielt zehn Netzbetreiber mit nur geringfügig veränderter Versorgungsaufgabe betrachtet wurden – zeigt sich jedoch ein differenziertes Bild: Während die gesamten Opex-Daten im TQ-Tool für Strom und Gas in dieser Phase teils deutlich mit den Preisindizes korrelierten, entwickelten sich die tatsächlichen Opex der ausgewählten Netzbetreiber teils gegenläufig. Dies ist insbesondere für den Gasbereich auffällig, wo die Opex der Netzbetreiber in den Jahren 2016 bis 2020 sowohl mit dem VPI als auch mit den technischen Indizes negativ korrelierten. Für den Strombereich (2017 bis 2021) zeigen sich ebenfalls schwache oder negative Korrelationen, was ebenfalls auf eine Abkopplung der realen Opex-Entwicklung von allgemeinen oder technischen Kostenindizes hindeutet. Insgesamt wird deutlich, dass die Werte der Korrelationsanalyse sich auf einem niedrigen Niveau bewegen, so dass weder der VPI noch die TQ-Indizes die tatsächliche Opex-Entwicklung durchgängig präzise abbilden – was die Auswahl geeigneter Inflatoren im Rahmen der Anreizregulierung besonders herausfordernd machen würde.

Mit der Analyse sind jedoch auch Einschränkungen verbunden: Die Auswahl der Netzbetreiber mit geringer Veränderung der Versorgungsaufgabe basiert auf einem pragmatischen Kriterium, das Mengeneffekte zwar minimiert, aber nicht vollständig ausschließt. Auch handelt es sich bei den betrachteten Zeiträumen ohne Änderung der

Versorgungsaufgabe um relativ kurze Abschnitte, in denen externe Sondereffekte eine Wirkung entfalten können. Diese Faktoren schränken die Aussagekraft der Korrelationsergebnisse im Hinblick auf die langfristige Eignung eines Inflators ein. Schließlich erfassen Korrelationskoeffizienten keine Kausalitäten und sind anfällig für Ausreißer und Sondereffekte, was insbesondere bei kleinen Stichproben und kurzen Zeiträumen berücksichtigt werden muss.

5.5 Zwischenfazit

Hinsichtlich der quantitativen Analysen haben Simulationsrechnungen zur Entwicklung der Erlösobergrenze ergeben, dass die Einführung des Kapitalkostenabgleichs zur dritten Regulierungsperiode zu einer wesentlichen Verbesserung der Erlössituation der Netzbetreiber beigetragen hat. In Relation zu dieser Verbesserung sind die Auswirkungen eines Wegfalls der Doppelanpassung bei den Kapitalkosten durch den von der BNetzA präferierten Totex-Xgen zu vernachlässigen. Wenn die Änderungsrate des Verbraucherpreisindexes größer als der generelle X-Faktor ist, fällt die EOG beim Totex-Xgen geringer aus als im derzeitigen Regime. Im umgekehrten Fall hat der Totex-Xgen in Relation zum derzeitigen Regime eine höhere EOG zur Folge.

Die Anwendbarkeit der Vergleichsparameter aus den Effizienzvergleichen zur Bestimmung eines Opex-basierten Xgen kann sowohl für Strom als auch für Gas nicht abschließend beantwortet werden. Aufgrund der eingeschränkten Aussagekraft der durchgeführten indikativen Kostentreiberanalyse muss bei einer möglichen Umstellung auf einen Opex-Xgen in einer zukünftigen Regulierungsperiode zuvor umfassender analysiert werden, ob nicht andere Parameter außerhalb des betrachteten Parametersets besser geeignet wären. Insbesondere die Notwendigkeit einer eigenen Kostentreiberanalyse führt zu einer erheblichen Unsicherheit bei der Anwendung eines Opex-Xgen. Insofern fehlen im deutschen Anreizregulierungssystem entsprechende Vergleichswerte.

Es konnte kein Hinweis darauf identifiziert werden, dass ein Opex-basierter Produktivitätsfaktor durch kapitalintensive Netzbetreiber getrieben wird, was grundsätzlich gegen dessen Anwendung gesprochen hätte. Auch bei diesem Aspekt gilt jedoch eine gewisse Einschränkung, da die Analysen für einen Zeitraum erfolgten, in dem de facto ein Totex-Xgen zur Anwendung kam.

Hinsichtlich der Varianten, die gänzlich auf einen generellen X-Faktor verzichten (Opex-Inflator und E.ON-Vorschlag), konnten im Rahmen von Korrelationsanalysen keine Indexreihen identifiziert werden, die die Entwicklung der Opex in der Vergangenheit adäquat abbilden konnten. Dies gilt sowohl für unterschiedliche Zeiträume als auch für unterschiedliche Gruppen von Netzbetreibern. Dabei beinhaltet die Betrachtung der Gesamtheit aller Netzbetreiber neben einer Preis- auch eine Mengenkomponente. Zudem wurden Netzbetreiber analysiert, für die nur die Preiskomponente bei den Opex

relevant ist, da sie keine signifikante Änderung der Versorgungsaufgabe aufwiesen. Somit konnten weder für die Abbildung einer kombinierten Mengen- und Preisänderung bei den Opex noch für die Abbildung der reinen Preiskomponente bei den Opex adäquate Indexreihen identifiziert werden. Vereinzelt etwas höhere Korrelationen sind eher zufällig bedingt, als dass sie systematische Zusammenhänge widerspiegeln, was jedoch für eine Anwendung im regulatorischen Kontext erforderlich wäre.

6 Vergleichende Bewertung

In diesem Kapitel erfolgt auf Basis der vorangegangenen Analysen eine vergleichende Bewertung der sechs in Abschnitt 2.3 vorgestellten Varianten zur Weiterentwicklung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors. Wie in Abschnitt 3.2 ausgeführt, ist der generelle X-Faktor aufgrund der Entwicklungstendenzen bei Gas zwar kritischer als bei Strom zu sehen. Aufgrund der noch unklaren Rahmenbedingungen sollte er jedoch weiterhin analog zum Strom Anwendung finden, solange auch der Effizienzvergleich im Gasbereich durchgeführt wird. Daher erfolgt die Bewertung der Varianten im Folgenden für Strom und Gas gemeinsam.

In Abschnitt 6.1 wird ein Katalog von Kriterien vorgestellt, auf dessen Basis die sechs Varianten in Abschnitt 6.2 zunächst einzeln analysiert werden. Die Zusammenführung zu einer Gesamtbewertung über alle Varianten erfolgt in Abschnitt 6.3.

6.1 Bewertungskriterien

Hinsichtlich der Reformnotwendigkeiten, die in Abschnitt 4.1 analysiert wurden, ist zu konstatieren, dass bis auf die Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten kein Aspekt in Hinblick auf die Bewertung der Varianten relevant ist, da Regelungen außerhalb des Xgen bereits vorgesehen sind (Mengenänderungen während der Regulierungsperiode, volatile Kosten und funktionaler Zusammenhang des Fortschreibungsterms). Allerdings ist bei den Varianten stets zu prüfen, inwiefern sie durch ihre Ausgestaltung bereits Mengenänderungen während der Regulierungsperiode abbilden. In diesen Fällen dürfte die von der BNetzA vorgesehene Adjustierung (siehe Abschnitt 4.1.2) nicht zur Anwendung kommen, da es ansonsten zu Doppelanpassungen für Änderungen der Versorgungsaufgabe käme. Darauf wird jeweils in den einzelnen Varianten hingewiesen werden. Ein eigenes Bewertungskriterium resultiert daraus jedoch nicht. Dies gilt auch für die verbliebene Doppelberücksichtigung bei den Kapitalkosten. Wie aus den Kurzbeschreibungen der sechs Varianten in Abschnitt 2.3 hervorgeht, erfolgt bei keiner der Optionen eine Fortschreibung der Kapitalkosten über den (VPI-PF)-Term mehr. Daraus folgt unmittelbar, dass bei allen Varianten diese Reformnotwendigkeit adressiert und gelöst wird.

Die vorgeschlagenen Varianten zur Anpassung des Produktivitätsfaktors werden daher in Hinblick auf folgende drei Kriterien analysiert:

- Zielgenauigkeit: Im Kontext der Zielgenauigkeit wird thematisiert, inwiefern die Variante den Verlauf effizienter Kosten während der Regulierungsperiode abbilden kann. Ferner wird betrachtet, ob möglicherweise Anreizverzerrungen hervorgerufen werden, die über die Zeit zu ineffizienten Kostenverläufen führen können. Dies beinhaltet z. B. die Rolle von Substitutionseffekten zwischen operativen Kosten und Kapitalkosten. Ferner wird nach dem Informationsgehalt

bzw. der Aussagekraft des auf Basis eines Ansatzes kreierten Wertes für den generellen X-Faktor für die Netzbetreiber sowie den sich daraus ergebenden Implikationen gefragt.

- Robustheit: Die Robustheit adressiert den Aspekt, wie stabil (bzw. robust) das Signal des Xgen ist, an dem die Netzbetreiber ihre Entscheidungen ausrichten. Einflüsse mit einer möglichen Rückwirkung auf die Stabilität des ermittelten Wertes für den generellen X-Faktor können z. B. Investitionszyklen und Substitutionseffekte sein. Ein weiterer Punkt ist, inwiefern Erfahrungswerte für einen Ansatz bestehen. Stabile Rahmenbedingungen werden zudem oft als ein wichtiger Baustein für Investitionsentscheidungen (Systemstabilität) angesehen. Daher werden die Ansätze auch dahingehend bewertet, wie stark die derzeitigen Rahmenbedingungen verändert werden. Insgesamt geht es mithin um die Verlässlichkeit des vom generellen X-Faktor ausgesendeten Signals hinsichtlich der Erwartungen für technischen Fortschritt.

- Praktikabilität: Bei der Praktikabilität geht es zum einen um den Aufwand bei Einführung des Ansatzes in Form von Anpassungsnotwendigkeiten des derzeitigen Rahmens (Einführungsaufwand). Zum anderen wird versucht, den Aufwand bei Durchführung bzw. Anwendung der Variante einzuschätzen (Umsetzungsaufwand). Aufwandsreduktionen durch den Wegfall des Törnqvist werden in diesem Zusammenhang nicht betrachtet, da alle Varianten von dieser Maßnahme in gleicher Weise profitieren.

6.2 Analyse der Weiterentwicklungsoptionen

Im Folgenden werden die sechs Optionen zur Weiterentwicklung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, die in Abschnitt 2.3 kurz beschrieben wurden, sukzessive hinsichtlich der drei Bewertungskriterien analysiert. Die Analysen gehen von einem effizienten Ausgangsniveau der Kosten und einem funktionsfähigen Effizienzvergleich aus, der die Bedingungen hinsichtlich Aufdeckungswahrscheinlichkeit und Sanktionierung ineffizienten Verhaltens erfüllt.

6.2.1 Totex-Xgen

Der Totex-Xgen beinhaltet keine Mengenänderungen während der Regulierungsperiode. Für den Ansatz behalten daher die Ausführungen in Abschnitt 4.1.2 uneingeschränkt ihre Gültigkeit, dass eine Ergänzung, z. B. über den von der BNetzA vorgesehenen Betriebskostenaufschlag auf Basis der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs, gerechtfertigt ist, die auf Strom und die fünfte Regulierungsperiode beschränkt wird.

Durch die unterschiedliche Behandlung der Opex über einen Budgetansatz und der Capex über den Kapitalkostenabgleich kann der Totex-Xgen die effizienten Kosten

während der Regulierungsperiode nur unter der restriktiven Bedingung erfüllen, dass die beide Kostengrößen den gleichen generellen X-Faktor aufweisen. Es muss mithin gelten:

(6-1) $xgen^{Capex} = xgen^{Opex}$.

Dies ist gegeben, wenn bei beiden Kostenarten die Differenz aus partiellem technischen Fortschritt und entsprechender Änderung der Inputpreise übereinstimmt:

(6-2) $TF^{Capex} - \Delta IP^{Capex} = TF^{Opex} - \Delta IP^{Opex}$.

Dies bedeutet im Endeffekt, dass sich die nominalen Frontier Shifts auf Basis der Kapitalkosten und der operativen Kosten entsprechen müssen. Dadurch kann ein gewisses Mismatch zwischen tatsächlicher Anpassungsmöglichkeit und Vorgabe durch den generellen X-Faktor hervorgerufen werden. Dies sei unter der Annahme gleicher Inputpreisänderungen anhand des technischen Fortschritts erläutert:

- $TF^{Capex} > TF^{Opex}$: Wenn die tatsächliche Anpassungsmöglichkeit bei den Capex höher ist als bei den Opex, dann würde die höhere Anpassungsmöglichkeit bei den Capex über den Kapitalkostenabgleich weitergegeben werden, während die auf die Opex angewendete Vorgabe des Totex-Xgen[103] höher wäre als die tatsächliche Anpassungsmöglichkeit bei den Opex.
- $TF^{Capex} < TF^{Opex}$: Real höhere Anpassungsmöglichkeiten bei den Opex führen dazu, dass die Netzbetreiber während der Regulierungsperiode entweder eine höhere Eigenkapitalverzinsung realisieren können, wenn sie die realen Möglichkeiten bei den Opex auch tatsächlich ausschöpfen, oder der über die Regulierungsperiode tatsächlich realisierte technische Fortschritt hinter den eigentlich vorhandenen Möglichkeiten zurückbleibt.

Die getroffenen Aussagen für den technischen Fortschritt gelten in umgekehrter Weise für eine Änderung der Opex- bzw. Capex-bezogenen Inputpreise. Steigen die Preise für Kapital schneller als die für Arbeit und andere betriebskostenseitigen Inputfaktoren (z. B. Material und Vorleistungen), so fällt die Vorgabe durch den Totex-Xgen für die Opex de facto zu niedrig aus und vice versa.

Dem steht der Vorteil des Totex-Xgen gegenüber, dass er Substitutionseffekte zwischen Betriebskosten und Kapitalkosten explizit berücksichtigt, da er auf den Gesamtkosten und somit der totalen Faktorproduktivität aufsetzt, die alle relevanten Inputfaktoren der Netzbetreiber umfasst. Dadurch wird eventuellen Anreizen entgegengewirkt, den Wert der Vorgabe durch eine systematische Verlagerung der Kosten von den Opex zu den Capex zu beeinflussen, was über die Zeit zu ineffizienten Kostenverläufen führt. Wenn dies durch einen signifikanten Anteil von Netzbetreibern erfolgt, würde dieses Verhalten auch nicht durch den Totex-Effizienzvergleich aufgedeckt werden, da dort nur eine

103 Grob gesprochen liegt der Wert für den Totex-Xgen entsprechend den Kostenanteilen zwischen TF^{Opex} und TF^{Capex}.

relative Vorteilhaftigkeit zwischen den Netzbetreibern zu einem bestimmten Zeitpunkt eruiert wird.

In diesem Kontext bietet ein Totex-Xgen auch den Vorteil, dass er ein vollständiges Bild über den technischen Fortschritt des Netzsektors offenlegt, was den Netzbetreibern als Orientierungshilfe eine bessere Optimierung über die Gesamtkosten ermöglicht. Durch dieses offen gelegte Ergebnis des Netzsektors kann der Netzbetreiber zielgerichteter seine Anstrengungen auf seine eigenen Gegebenheiten abstimmen. Bei einem auf Betriebskosten basierenden generellen X-Faktor wird dem Netzbetreiber nur ein Teil dieser Information offenbart. Entscheidungen auf Basis vollständiger Informationen dürften in der Regel zu besseren Ergebnissen führen, als wenn nur eine Teilinformation vorliegt.

Die beiden Vorteile dürften in der realen Welt eine höhere Bedeutung haben als unter den eingangs genannten idealisierten Bedingungen. So ist insbesondere die Informationsgenerierung in einem monopolistischen Bereich für auch langfristig effizientes Verhalten nicht unwichtig, da sich entsprechende Informationen nicht am Markt offenbaren können. Dies gilt verstärkt, wenn die Ergebnisse des Effizienzvergleichs nicht vollumfänglich ihre Wirkung hinsichtlich Aufdeckung und Sanktionierung entfalten können.[104]

Bezüglich des Kriteriums der Robustheit sorgt die weitgehende Beibehaltung der bisherigen Ausgestaltung des generellen X-Faktors für einen über die Zeit stabilen Rahmen, was insbesondere in Hinblick auf Investitionsanreize nicht unbedeutend ist. Durch die Berücksichtigung von Substitutionseffekten besteht zudem keine Anfälligkeit der Ergebnisse des Totex-Xgen gegenüber Verschiebungen zwischen den Betriebskosten und den Kapitalkosten. Umgekehrt verhält es sich mit Investitionszyklen, die die Ergebnisse systematisch beeinflussen können, wenn die Zyklen über den Sektor eine gewisse Parallelität aufweisen.[105] Die Veränderung der Outputparameter des Effizienzvergleichs läuft in der Regel den Investitionen in neue Netzinfrastrukturen und somit den anfallenden Investitionskosten nach, so dass es bei einem Hochlauf der Investitionen tendenziell zu einer geringeren Produktivität der Netzbetreiber kommt, was sich insgesamt über den Sektor in geringeren oder sogar negativen Werten für den generellen X-Faktor niederschlägt. Eine abnehmende Investitionstätigkeit entfaltet die umgekehrte Wirkung.

---

104 So wird z. B. in Österreich zwar ein Opex-Xgen angewendet. Dies erfolgt allerdings in Verbindung mit einem Totex-Benchmarking, dessen Ergebnisse sich unmittelbar über die Gewährung einer effizienzabhängigen Verzinsung in Form von Weighted Cost of Capital (WACC) auf die Rendite der Netzbetreiber niederschlagen, während dies beim Abbaupfad in Deutschland nicht der Fall ist. Vgl. z. B. Stronzik und Wissner (2024: 19ff.).

105 Beim Malmquist wird die Effizienzgrenze durch einzelne Unternehmen aufgespannt. Die Verschiebung dieser Grenze ist nur dann durch Investitionszyklen beeinflusst, wenn alle Unternehmen auf der Grenze dem gleichen Zyklus unterliegen. Andernfalls spiegelt sich dieses Phänomen im Catch-up wider, ohne den Frontier Shift zu beeinflussen.

Hinsichtlich der Praktikabilität setzt der Totex-Xgen auf bereits bei der Regulierungsbehörde und den Netzbetreibern etablierte Prozesse auf. Wie in Abschnitt 4.2.1 ausgeführt kann auch trotz des Wegfalls des Törnqvist die bisherige Methodenvielfalt durch den Malmquist selbst gewährleistet werden. Dies ist vor dem Hintergrund der Energienetze als kritische Infrastrukturen und den zu erwartenden Transformationsprozessen mit den damit einhergehenden Unsicherheiten ein nicht zu unterschätzender Vorteil.

6.2.2 Realer Totex-Xgen

Aufgrund der ähnlichen Ausgestaltung gelten viele Punkte des Totex-Xgen für den realen Totex-Xgen analog. Daher wird im Folgenden nur auf abweichende Aspekte eingegangen. Bei der Anwendung eines realen generellen X-Faktors auf die Opex müssten zur Abbildung der effizienten Kosten in der EOG rein theoretisch die Opex mit einem sektoralen Opex-basierten Inputpreisindex inflationiert und mit einem ebenfalls Opex-basierten realen Xgen bereinigt werden. Dies gilt jedoch nur, wenn keine Substitutionseffekte zwischen Opex und Capex auftreten und die Capex-seitigen Effekte ($TF^{Capex} - \Delta IP^{Capex}$) über den Kapitalkostenabgleich weitergegeben werden. Wie die Analysen in Abschnitt 5.4 gezeigt haben, kann der Verbraucherpreisindex, mit dem die Opex in der EOG inflationiert werden, die erste Bedingung nicht erfüllen. Der reale Totex-Xgen erfüllt die zweite Bedingung nicht, da er auf den Gesamtkosten aufsetzt. Die gleichzeitige Verwendung des VPI als Deflator für die Totex und als Inputpreisindex für die Opex ist daher nicht zielführend.

Zudem geht beim realen Totex-Xgen der Vorteil der simultanen Ermittlung von ($\Delta TF^{Netz} - \Delta IP^{Netz}$) mittels des nominalen Frontier Shifts beim Malmquist verloren. Er setzt daher nur bedingt auf bewährte Prozesse auf, was auch für den Aspekt der Systemstabilität zutrifft. Insgesamt betrachtet wird der reale Totex-Xgen somit vom Totex-Xgen dominiert.

6.2.3 Opex-Xgen der BNetzA

Zunächst ist zu konstatieren, dass der von der BNetzA in die Diskussion eingebrachte Vorschlag eines Opex-Xgen ebenso wie die beiden bisher analysierten Ansätze eines Totex-Xgen keine Änderungen der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode berücksichtigt, weshalb dies entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 4.1.2 gegebenenfalls durch Maßnahmen außerhalb des eigentlichen generellen X-Faktors adressiert werden sollte.

Der Vorschlag, dass bei einer Anwendung des Fortschreibungsterms nur auf die Betriebskosten auch der generelle X-Faktor nur auf Basis der operativen Kosten ermittelt wird, weist zunächst eine intuitive Logik auf. Wie in Abschnitt 6.2.2 erläutert kann ein Opex-Xgen unter bestimmten Bedingungen die effizienten Kosten während der

Regulierungsperiode abbilden. Diese sind im vorliegenden Fall jedoch nicht gegeben, da z. B. die Opex in der EOG nicht mit einem Opex-basierten Inputpreis sondern mit dem VPI inflationiert werden, der weder die Preiskomponente der Opex noch die kombinierte Preis- und Mengenkomponente adäquat erfasst.[106] Dadurch entsteht ein Mismatch. Wenn ein nominaler Frontier Shift mittels Malmquist auf Basis der Opex berechnet wird, wird in der EOG einem gesamtwirtschaftlichen Outputpreisindex der sektorale Term $(TF_{Netz}^{Opex} - \Delta IP_{Netz}^{Opex})$ gegenübergestellt.

Darüber hinaus berücksichtigt der Opex-Xgen keine Substitutionseffekte, was bei gleichzeitigem Durchreichen der Kapitalkosten über den Kapitalkostenabgleich über die Zeit zu Abweichungen vom Pfad effizienter Kosten führen kann, indem kapitalintensiven Maßnahmen zulasten eigentlich vorteilhafterer Opex-Optionen der Vorzug gegeben wird (oder andersherum). Zumindest können die Netzbetreiber durch ein solches Verhalten den Wert für die Vorgabe aktiv beeinflussen, wenn eine hinreichend große Zahl von Unternehmen diesem Verhaltensmuster folgt. Ein weiterer Nachteil ist, dass die Netzbetreiber nur Informationen über die Entwicklung der partiellen Faktorproduktivität erhalten, was Gesamtkostenoptimierungen erschweren kann.

Hinsichtlich der Robustheit ist zu bemerken, dass eine Umstellung auf einen Opex-Xgen zunächst einen gewissen Bruch mit den bestehenden Rahmenbedingungen darstellt, zumal entsprechende Erfahrungswerte bisher in Deutschland nicht vorhanden sind. Allerdings zeigt das Beispiel in Österreich, dass der Umstieg dort zu keinen gravierenden Friktionen geführt hat.[107] Die dort ermittelten Werte könnten auch einen ersten Anhaltspunkt für die deutschen Netzbetreiber darstellen, an dem sie ihre Entscheidungen ausrichten können.

In Bezug auf die zu ermittelnden Werte für den Opex-Xgen ist zu erwarten, dass sie nicht durch Investitionszyklen beeinflusst werden, was grundsätzlich zu deren Robustheit beiträgt. Schwankungen können jedoch durch Verschiebungen zwischen operativen Kosten und Kapitalkosten hervorgerufen werden.

Bei der Praktikabilität des Ansatzes ist die Anwendbarkeit von Frontier-Methoden, wie sie bisher im Rahmen des Malmquist mit der DEA und der SFA genutzt werden, grundsätzlich kritisch zu hinterfragen. Tendenziell werden kapitalintensive Netzbetreiber begünstigt, wenn diese Methoden allein auf den Betriebskosten aufsetzen, da solche Unternehmen ceteris paribus geringere Opex aufweisen. Allerdings konnten im Rahmen der quantitativen Analysen keine Hinweise dafür identifiziert werden. Die Opex-basierten Frontier Shifts waren weder bei Gas noch bei Strom für RP34 signifikant durch die Opex-Intensität der Netzbetreiber beeinflusst.[108]

---

106 Vgl. Abschnitt 5.4.
107 Vgl. Stronzik und Wissner (2024: 19ff.)
108 Vgl. Abschnitt 5.3.

Ähnlich uneindeutig verhält es sich mit der Notwendigkeit einer eigenständigen Kostentreiberanalyse für die Betriebskosten, die den administrativen Aufwand zumindest behördenseitig signifikant erhöhen würde. In Abschnitt 5.2 konnte die Anwendbarkeit der Vergleichsparameter aus den Effizienzvergleichen sowohl für Strom als auch für Gas grundsätzlich bejaht werden. Allerdings ist die Aussagekraft der dortigen Analysen eingeschränkt, da z. B. keine Parameter außerhalb des Parametersets der Effizienzvergleiche berücksichtigt wurden.

Bei einem Umstieg auf einen Opex-Xgen sollten zumindest vor dessen Einführung diese beiden Aspekte noch einmal umfassender geprüft werden, was im Rahmen dieses Gutachtens nicht möglich war. Vorteilhaft ist auf jeden Fall die Möglichkeit, dass unter diesem Ansatz methodische Vielfalt (z. B. durch parallele Anwendung von SFA und DEA im Rahmen eines Malmquist-Settings) umsetzbar ist.

6.2.4 Opex-Xgen der NetzeBW

Aufgrund der – bis auf die Ermittlung – ähnlichen Ausgestaltung wie beim Opex-Xgen der BNetzA werden im Folgenden wiederum nur die abweichenden Implikationen ausgeführt. Durch die Abstellung auf die durchschnittlichen operativen Kosten adressiert der Ansatz im Gegensatz zu allen anderen fünf Varianten zusätzlich die Änderungen der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode. Eine weitere Modifikation, z. B. in Form des von der BNetzA für Strom vorgesehenen Opex-Aufschlags auf Basis der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs, ist daher nicht nur nicht erforderlich sondern auf jeden Fall zu vermeiden, da es ansonsten zu einer Doppelberücksichtigung kommen würde.

In Bezug auf die Zielgenauigkeit ist neben den beim BNetzA-Vorschlag aufgelisteten Punkten (Mismatch zwischen Inflationierung mittels VPI und Opex-Xgen, Vernachlässigung von Substitutionseffekten sowie Information nur über die Entwicklung der partiellen Faktorproduktivität) noch ein Endogenitätsproblem anzuführen, das durch das Abstellen auf durchschnittliche Betriebskostenänderungen entsteht. Große Netzbetreiber mit einem signifikanten Anteil an den Gesamtbetriebskosten des Sektors hätten die Möglichkeit, den zu ermittelnden Wert für den Produktivitätsfaktor zu beeinflussen. Der Vorteil von Frontier-Methoden wie der SFA und der DEA besteht gerade in der Ermittlung eines Wertes für den Xgen unabhängig von der Größe der im Sample enthaltenen Unternehmen. Dieser Vorteil geht beim Vorschlag der Netze BW verloren. Dort wird der Wert für den Xgen maßgeblich durch die Entwicklungen bei den größeren Netzbetreiber determiniert. Dieses Problem könnte gemildert werden, wenn für jeden Netzbetreiber zunächst eine eigene Änderungsrate ermittelt würde und anschließend das ungewichtete arithmetische Mittel über die Änderungsraten aller Netzbetreiber bestimmt wird. Bei der praktischen Umsetzung führt diese Variante jedoch wiederum zu Problemen, z. B. durch Netzübergänge. Es müssten somit ähnliche

Zuordnungen durchgeführt werden, wie sie derzeit im Rahmen des Malmquist erfolgen.[109]

Hinsichtlich der Robustheit des Ansatzes können bis auf die Erfahrungswerte keine Unterschiede zum Ansatz der BNetzA identifiziert werden. Während beim BNetzA-Ansatz zumindest auf Erfahrungen in Österreich zurückgegriffen werden kann, ist dies für den Vorschlag der Netze BW nicht gegeben.

Anders stellt sich die Bewertung des Aspektes der Praktikabilität dar. Der Vorschlag der Netze BW verspricht eine signifikante Reduktion des administrativen Aufwands sowohl bei Einführung als auch bei der Anwendung. Allerdings lässt sich keine Methodenpluralität darstellen.

6.2.5 Opex-Inflator

Beim Opex-Inflator werden die Betriebskosten des Basisjahres mit Preisindizes fortgeschrieben. Dies bedeutet zunächst, dass auch bei diesem Ansatz Änderungen der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode grundsätzlich nicht berücksichtigt sind. Dies wäre nur gegeben, wenn die Preisindizes ein guter Indikator für die kombinierte Änderung der Preise und Mengen bei den entsprechenden Inputfaktoren sind.

Da sich sowohl bei Strom als auch bei Gas weder für die isolierte Preisänderung noch für die kombinierte Preis- und Mengenänderung adäquate Indexreihen identifizieren lassen, ist auch die Zielgenauigkeit hinsichtlich der Abbildung effizienter Kosten mehr als fraglich.[110] Dies gilt umso mehr, da keine Weitergabe des technischen Fortschritts an die Netzkunden während der Regulierungsperiode erfolgt. Sämtliche durch technischen Fortschritt erreichten Produktivitätsverbesserungen während der Regulierungsperiode verbleiben somit beim Netzbetreiber. Die Netzkunden profitieren erst mit Beginn der nächsten Regulierungsperiode von diesen Produktivitätsgewinnen. Eine gewisse Abschwächung erfährt dieser Nachteil durch die geplante Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre, wobei die fünfte Periode noch einmal fünf Jahre dauern soll. Ferner kann durch die fehlende Information über den technischen Fortschritt im Netzsektor indirekt eine negative Anreizwirkung induziert werden. Den Netzbetreibern fehlt eine entsprechende Orientierungshilfe, an der sie ihre Unternehmensentscheidungen ausrichten können. Sie erfahren gewissermaßen erst ex post durch das Ergebnis im Effizienzvergleich, ob sie eine hinreichend gute Einschätzung über den technischen Fortschritt hatten, während sie diese Information beim generellen X-Faktor vorab erhalten. Durch den Verzicht auf einen generellen X-Faktor ist

109 Vgl. z. B. BNetzA (2024c: 68ff.).
110 Vgl. Abschnitt 5.4.

insbesondere bei diesem Ansatz zu hinterfragen, ob ein Abbaupfad über den individuellen X-Faktor noch eine hinreichende Sanktionierung darstellt.

Beim Opex-Inflator kann es durch den Verzicht auf einen generellen X-Faktor logischerweise nicht zu irgendwelchen Robustheitsproblemen hinsichtlich zu ermittelnder Werte für den Produktivitätsfaktor kommen, da keine Werte bestimmt werden müssen. In Relation zum derzeitigen Regime stellt der Opex-Inflator hingegen eine signifikante Änderung der Rahmenbedingungen dar, für die keine Erfahrungswerte existieren.

Da keine Werte für den generellen X-Faktor durch die BNetzA festgelegt werden müssen, sollte es zu einer signifikanten Reduktion des Umsetzungsaufwandes kommen. Auch die Einführung des Vorschlags dürfte diesbezüglich relativ komplikationslos möglich sein. Eine gewisse Einschränkung könnte jedoch die erforderliche Identifizierung der Preiszeitreihen für den Inflator darstellen. Es sei an dieser Stelle auf die gerichtlichen Auseinandersetzungen um die im Törnqvist-Tool verwendeten Indexreihen verwiesen. Ein klarer Nachteil dieses Ansatzes besteht darin, dass keine Methodenvielfalt gewährleistet wird.

6.2.6 E.ON-Vorschlag

Der E.ON-Vorschlag ist ähnlich dem Opex-Inflator ausgestaltet, wobei die Inflationierung der Opex nur mit dem Verbraucherpreisindex erfolgt. Daher gelten die Aussagen für den Opex-Inflator mit folgenden zwei Abweichungen analog. Auf der einen Seite dürfte sich durch die Verwendung nur eines Preisindexes insbesondere der Einführungsaufwand noch einmal gegenüber dem Inflator verringern, da sich eine Diskussion um die Wahl adäquater Zeitreihen erübrigt, wenn sich für diesen Ansatz entschieden wird. Auf der anderen Seite haben die Korrelationsanalysen in Abschnitt 5.4 gezeigt, dass der VPI in der Regel die Opex schlechter als die im Törnqvist-Tool der BNetzA enthaltenen Zeitreihen abbildet. Insbesondere bei Gas kommt es oft sogar zu negativen Zusammenhängen zwischen Opex und VPI.[111] Daher weist der E.ON-Vorschlag gegenüber dem Inflator mit hoher Wahrscheinlichkeit eine schlechtere Zielgenauigkeit auf.

6.3 Gesamtbewertung

Die Einzelanalysen aus Abschnitt 6.2 werden nachfolgend zu einer vergleichenden Bewertung zusammengeführt. Um die Bewertung transparent und nachvollziehbar zu gestalten, werden die zuvor für die einzelnen Varianten herausgearbeiteten Aspekte in Bezug auf die drei Zielkriterien Zielgenauigkeit, Robustheit und Praktikabilität zunächst einer tabellarischen Übersicht zugeführt. Anschließend erfolgt eine Überführung der

111 Vgl. Tabelle 5-10.

qualitativen Aussagen mit Hilfe eines Scoring-Ansatzes in eine vergleichende Gesamtbewertung.

Tabelle 6-1: Zusammenfassende Übersicht über die Weiterentwicklungsoptionen

Kriterium / Variante	Zielgenauigkeit	Robustheit	Praktikabilität
Totex-Xgen	+ Berücksichtigung von Substitutionseffekten + Vollständige Information über den FS	+ Systemstabilität + Keine Schwankungen durch Substitutionseffekte – Schwankungen durch Investitionszyklen	+ Bewährte Prozesse + Methodenvielfalt umsetzbar
Realer Totex-Xgen	+ Berücksichtigung von Substitutionseffekten + Vollständige Information über den FS – VPI nicht geeignet	• Systemstabilität bedingt + Keine Schwankungen durch Substitutionseffekte – Schwankungen durch Investitionszyklen	• Bewährte Prozesse nur bedingt + Methodenvielfalt umsetzbar – Verlust Vorteil nominaler FS
Opex-Xgen (BNetzA)	– Vernachlässigung von Substitutionseffekten – Nur Information über partiellen FS	– Fehlende Erfahrungswerte – Schwankungen durch Substitutionseffekte + Kein Einfluss von Investitionszyklen	• Eigenständige Kostentreiberanalyse ratsam • Anwendbarkeit von Frontier-Methoden prüfen + Methodenvielfalt umsetzbar
Opex-Xgen (Netze BW)	– Vernachlässigung von Substitutionseffekten – Nur Information über partiellen FS – Endogenitätsproblem	– Fehlende Erfahrungswerte – Schwankungen durch Substitutionseffekte + Kein Einfluss von Investitionszyklen	+ Signifikante Reduktion Einführungsaufwand + Signifikante Reduktion Umsetzungsaufwand – Keine Methodenvielfalt
Opex-Inflator	– Keine adäquaten Zeitreihen identifizierbar – Keine Information über FS – Keine Weiterreichung des TF während RP	– Fehlende Erfahrungswerte + Keine Schwankungen durch Substitutionseffekte + Kein Einfluss von Investitionszyklen	+ Reduktion Einführungsaufwand (Diskussion um Preiszeitreihen) + Signifikante Reduktion Umsetzungsaufwand – Keine Methodenvielfalt
E.ON-Vorschlag	– VPI nicht adäquat – Keine Information über FS – Keine Weiterreichung des TF während RP	– Fehlende Erfahrungswerte + Keine Schwankungen durch Substitutionseffekte + Kein Einfluss von Investitionszyklen	+ Signifikante Reduktion Einführungsaufwand + Signifikante Reduktion Umsetzungsaufwand – Keine Methodenvielfalt

Quelle: eigene Zusammenstellung.
Anmerkungen zu den Abkürzungen: FS (Frontier Shift), TF (technischer Fortschritt), RP (Regulierungsperiode).

Tabelle 6-1 enthält die tabellarische Übersicht über die herausgearbeiteten Vor- und Nachteile der betrachteten sechs Optionen zur Weiterentwicklung des generellen X-Faktors. Da alle betrachteten Varianten die effizienten Kosten nur unter restriktiven Bedingungen abbilden können, wird dieser übergeordnete Punkt der Zielgenauigkeit aus der Bewertung ausgeklammert. Hinsichtlich dieses Kriteriums werden daher nur die Aspekte berücksichtigt, die eine Einschätzung über die Größe bzw. die Wahrscheinlichkeit einer Abweichung der EOG vom effizienten Kostenverlauf ermöglichen. Tendenziell vorteilhafte Punkte sind mit einem grünen Pluszeichen gelistet,

eher weniger vorteilhafte Punkte sind mit einem roten Minuszeichen gekennzeichnet. Tatbestände, die als neutral eingestuft werden bzw. von anderen Faktoren abhängen, über die zum derzeitigen Stand keine Aussage getroffen werden kann, sind mit einem schwarzen Punkt als Aufzählungszeichen aufgeführt.

Wie aus der Tabelle ersichtlich wird, kann auf Basis des gewählten Kriterienkataloges keine Variante hinsichtlich aller Bewertungskriterien als eindeutig vorteilhaft identifiziert werden. Jede Option ist mit gewissen Vorteilen aber auch gewissen Nachteilen verbunden. Nur der reale Totex-Xgen wird vom Totex-Xgen hinsichtlich aller Bewertungskriterien dominiert.

Um zu einer vergleichenden Gesamtbewertung der sechs Varianten zu gelangen, werden im nächsten Schritt die qualitativen Aussagen aus Tabelle 6-1 über einen Scoring-Ansatz bewertet. Die folgenden Einschätzungen sind dabei naturgemäß wertend und somit normativ. Ein Scoring-Ansatz gewährleistet aber ein hohes Maß an Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Die drei Kriterien werden wie folgt gewichtet:

- Zielgenauigkeit: 50%,
- Robustheit: 20%,
- Praktikabilität: 30%.

Das höchste Gewicht erhält die Zielgenauigkeit, da sie das Hauptziel des generellen X-Faktors darstellen sollte. Die beiden anderen Kriterien sind eher als Nebenbedingungen einzustufen, wobei die Praktikabilität als etwas wichtiger erachtet wird als die Robustheit. Eine hohe Praktikabilität mit schlankeren Prozessen kann signifikant zu einer schnelleren Entscheidungsfindung bei den Festlegungen zum generellen X-Faktor beitragen, was insbesondere vor dem Hintergrund der geplanten Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre von Vorteil ist.

Für die Einschätzung der qualitativen Aussagen wird folgende Punkteskala angewendet:

- -3: sehr nachteilig,
- -1: nachteilig,
- 0: neutral bzw. nicht unmittelbar zu bewerten,
- +1: vorteilhaft,
- +3: sehr vorteilhaft.

Die Skala spiegelt wider, dass die einzelnen Varianten sowohl mit Vor- als auch mit Nachteilen verbunden sind. Da es sich in Tabelle 6-1 um recht grobe Aussagen handelt, ist die Skala zudem hinreichend differenzierend.

Die Punkteeinträge unter den einzelnen Varianten zu den Zielkriterien in Tabelle 6-2 korrespondieren direkt mit den Auflistungen in Tabelle 6-1. Die Einzelbewertungen seien anhand einiger Beispiele erläutert. So wird z. B. die Berücksichtigung von Substitutionseffekten beim Totex-Xgen und dem realen Totex-Xgen als sehr vorteilhaft

bewertet, da es auch über die Zeit einen Gleichlauf zwischen EOG und effizienten Kosten ermöglicht. Demgegenüber wird die Offenlegung des technischen Fortschritts nur als vorteilhaft eingestuft, da dies für Entscheidungen eines Netzbetreibers eine zwar hilfreiche aber im Endeffekt nur zusätzliche Information darstellt.

Tabelle 6-2: Scoring-Ansatz für die Gesamtbewertung der Weiterentwicklungsoptionen

Kriterium Gewicht	Zielgenauigkeit 0,5	Robustheit 0,2	Praktikabilität 0,3	Score gesamt
Variante				
Totex-Xgen	3 1	1 1 -1	1 3	**3,4**
Teilsumme je Kriterium	*4*	*1*	*4*	
Realer Totex-Xgen	3 1 -3	0 1 -1	0 3 -3	**0,5**
Teilsumme je Kriterium	*1*	*0*	*0*	
Opex-Xgen (BNetzA)	-3 -1	-1 -1 1	0 0 3	**-1,3**
Teilsumme je Kriterium	*-4*	*-1*	*3*	
Opex-Xgen (Netze BW)	-3 -1 -1	-3 -1 1	3 3 -3	**-2,2**
Teilsumme je Kriterium	*-5*	*-3*	*3*	
Opex-Inflator	-1 -1 -3	-3 1 1	1 3 -3	**-2,4**
Teilsumme je Kriterium	*-5*	*-1*	*1*	
E.ON-Vorschlag	-3 -1 -3	-3 1 1	3 3 -3	**-2,8**
Teilsumme je Kriterium	*-7*	*-1*	*3*	

Quelle: eigene Darstellung.

Der Unterschied in der Bewertung zwischen dem Opex-Inflator (-1) und dem E.ON-Vorschlag (-3) hinsichtlich nicht adäquater Indexreihen zur Inflationierung der Opex resultiert aus den Ergebnissen der Korrelationsanalysen in Abschnitt 5.4, die gezeigt

haben, dass sich der VPI noch schlechter zur Abbildung eignet als die Indexreihen des Törnqvist-Tools der BNetzA. Im Gegensatz dazu schneidet der E.ON-Vorschlag in Bezug auf die Praktikabilität (+3) besser als der Inflator (+1) ab, da bei letzterem zumindest bei der Einführung die Wahl der Indexreihen zu klären wäre. Hinsichtlich der Robustheit weisen beide Ansätze zum Opex-Xgen fehlende Erfahrungswerte auf. Durch das Vorhandensein des Ansatzes in Österreich wird der BNetzA-Vorschlag diesbezüglich jedoch etwas besser (-1) eingestuft als der Ansatz der Netze BW (-3). Die Nullbewertung bei den beiden Aspekten Kostentreiberanalyse und Frontier-Methoden beim Opex-Xgen der BNetzA unter dem Kriterium der Praktikabilität ist der eingeschränkten Aussagekraft der Ergebnisse der Analysen in den Abschnitten 5.2 und 5.3 geschuldet.

Hinsichtlich der drei Zielkriterien weisen die beiden Vorschläge zum Totex-Xgen tendenziell Vorteile bei der Zielgenauigkeit auf, während die Opex-basierten Ansätze eher bei der Praktikabilität punkten können. Letzteres wird jedoch eingeschränkt durch die - bis auf den Opex-Xgen der BNetzA - fehlende Möglichkeit zur Methodenvielfalt. Bei der Robustheit bestehen – mit Ausnahme des Vorschlages der Netze BW – eher nur geringe Unterschiede.

Beim Gesamt-Score schneidet der Totex-Xgen mit 3,4 am besten ab gefolgt vom realen Totex-Xgen, der jedoch von ersterem dominiert wird. Am unteren Rand befinden sich mit -2,4 und -2,8 die beiden Vorschläge des Opex-Inflators und von E.ON, die beide auf die Weitergabe des technischen Fortschritts während der Regulierungsperiode verzichten.

Bei der Einordnung der Ergebnisse aus Tabelle 6-2 sind einige Dinge zu beachten. So können andere Gewichtungen und Punktevergaben zu anderen Vorteilhaftigkeiten führen. Beispielsweise kann der Verzicht auf einen generellen X-Faktor aufgrund der geplanten Reduzierung der Dauer einer Regulierungsperiode weniger nachteilig bewertet werden. Ferner wurden einige positive Aspekte vor die Klammer gezogen (z. B. Behebung der Doppelberücksichtigungen bei den Kapitalkosten, Aufwandsreduktion durch den Wegfall des Törnqvist), da sie für alle betrachteten Varianten in gleicher Weise gelten. Dies relativiert die teilweise negativen Gesamt-Scores. Weitere Erkenntnisse, die zukünftig gewonnen werden, können ebenfalls die Bewertung signifikant verändern. Wenn z. B. entschieden wird, auf eine Anpassung der Opex für Änderungen der Versorgungsaufgabe während der fünften Regulierungsperiode bei Strom (z. B. über Betriebskostenaufschläge auf Basis der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs) zu verzichten, verbessert sich die Vorteilhaftigkeit des Vorschlages der Netze BW, da er als einziger dies explizit berücksichtigt. Ein anderes Beispiel ist der Opex-Xgen der BNetzA. Wenn sich durch umfassendere Analysen die vorläufigen Ergebnisse in diesem Gutachten bestätigen, dass Frontier-Methoden auf Basis der Parametersets des Totex-Effizienzvergleichs anwendbar sind, verbessert sich der Gesamt-Score dieses Ansatzes ebenfalls deutlich.

7 Fazit

Vor dem Hintergrund der laufenden Diskussionen zur Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die Betreiber von Energienetzen in Deutschland wurde im Rahmen dieses Gutachtens der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (auch als genereller X-Faktor oder kurz Xgen bzw. Produktivitätsfaktor oder kurz PF bezeichnet) als ein wesentlicher Baustein der deutschen Anreizregulierung einer kritischen Analyse unterzogen. Neben der grundsätzlichen Frage, ob dessen Anwendbarkeit zukünftig aufgrund der sich abzeichnenden Transformationsprozesse in den Sektoren Strom und Gas noch gerechtfertigt ist, wurden weitere Aspekte einer Neugestaltung des generellen X-Faktors in den Blick genommen. Dies betrifft sowohl Reformnotwendigkeiten der gegenwärtigen Regelungen zum generellen X-Faktor als auch Punkte wie die Methodenvielfalt bei der Ermittlung eines Wertes für den Faktor und den Zusammenhang zum individuellen X-Faktor. Hinsichtlich möglicher Anpassungen des Xgen in der Zukunft stehen sechs Vorschläge im Zentrum der Untersuchungen. Vier Vorschläge (Totex-Xgen, realer Totex-Xgen, Opex-Xgen und Opex-Inflator) wurden von der BNetzA zur Diskussion gestellt. Ein Alternativvorschlag für einen Opex-Xgen wurde von Netze BW unterbreitet. E.ON hat einen Alternativvorschlag zum Opex-Inflator in die Diskussion eingebracht. Qualitative Analysen wurden dabei ergänzt durch quantitative Analysen zu einzelnen Teilaspekten mit dem Ziel einer vergleichenden Gesamtbewertung der sechs genannten Vorschläge zur Weiterentwicklung des generellen X-Faktors.

Hinsichtlich der Anwendbarkeit erscheint die Fortführung des Produktivitätsfaktors im Strombereich weiterhin uneingeschränkt gerechtfertigt. Die Energiewende führt hier zu einer evolutionären Transformation, bei der das bestehende Übertragungs- und Verteilnetz schrittweise an neue Anforderungen angepasst wird – etwa durch zusätzliche Kapazitäten, Digitalisierung oder den Anschluss erneuerbarer Erzeuger. Die bestehenden Mechanismen der Anreizregulierung bleiben dabei grundsätzlich geeignet, um Effizienzpotenziale zu heben. Veränderungen durch die Energiewende werden sich langfristig in den Parametern des Effizienzvergleichs widerspiegeln und können somit im Rahmen des bestehenden Regulierungsmodells verarbeitet werden.

Im Gasbereich hingegen ist der Xgen kritischer zu betrachten. Wenn den bisherigen politischen Vorgaben (Ausstieg aus der Gasversorgung und Einstieg in die Wasserstoffversorgung) weiter gefolgt wird, handelt es sich um eine revolutionäre, teils disruptive Systemveränderung, bei der sich die gesamte Versorgungsaufgabe längerfristig grundlegend wandelt – von der flächendeckenden Erdgasversorgung hin zu Rückbau, Stilllegung oder punktuellem Umbau für Wasserstoffinfrastrukturen. Diese Entwicklung wird zudem regional stark differenziert verlaufen. Stilllegung und teilweise Umrüstung für eine Wasserstoffnutzung unterscheiden sich deutlich von der bisherigen Versorgungsaufgabe der Gasnetzbetreiber. In Kombination mit der regional differenzierten Entwicklung ist auch nicht davon auszugehen, dass sich diese Veränderungen in den Vergleichsparametern eines Effizienzvergleichs in der jetzigen Ausgestaltung widerspiegeln. Es ist daher zu prüfen, inwiefern der Xgen langfristig

weiterhin geeignet ist, diese Transformation regulatorisch aufzufangen. Da bisher jedoch noch nicht genau absehbar ist, ob und wie sich diese Entwicklung in der Zukunft manifestieren wird, erscheint es sachgerecht, den Xgen an die Anwendung des Effizienzvergleichs zu koppeln: Wird der Effizienzvergleich weiterhin angewendet, sollte auch der Xgen weiterhin Bestandteil des Regulierungsdesigns sein.

Hinsichtlich der Aspekte einer zukünftigen Neugestaltung werden für einen Großteil der betrachteten Reformnotwendigkeiten des derzeitigen Regimes von der BNetzA bereits Regelungen außerhalb der konkreten Ausgestaltung des generellen X-Faktors vorgesehen (Änderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode, volatile Kosten und funktionaler Zusammenhang des Fortschreibungsterms).

In Bezug auf den geplanten Wegfall des Törnqvist bei der Ermittlung eines Wertes für den Xgen ist die alleinige Abstellung auf den Malmquist aufgrund der deutlich reduzierten Unsicherheiten bzgl. Daten und Methodik sowie der Vorteile des Malmquist gegenüber dem Törnqvist gerechtfertigt. Auch internationale Beispiele sprechen nicht dagegen. In diesem Kontext sei ferner darauf hingewiesen, dass der bisherige Malmquist-Ansatz der BNetzA bereits eine reichhaltige Methodenvielfalt offeriert (z. B. Data Envelopment Analysis (DEA) und Stochastic Frontier Analysis (SFA)).

Bei der Weiterentwicklung des generellen X-Faktors ist zudem die Wechselwirkung mit dem individuellen X-Faktor unbedingt zu berücksichtigen. Nur ein trennscharfer Effizienzvergleich auf Basis der Gesamtkosten und ein hinreichend ausgestalteter Sanktionsmechanismus können bei einer unterschiedlichen Behandlung von operativen Kosten (Budgetprinzip) und Kapitalkosten (Kapitalkostenabgleich) gewährleisten, dass Maßnahmen effizient umgesetzt werden.

Hinsichtlich der quantitativen Analysen haben Simulationsrechnungen zur Entwicklung der Erlösobergrenze ergeben, dass die Einführung des Kapitalkostenabgleichs zur dritten Regulierungsperiode zu einer wesentlichen Verbesserung der Erlössituation der Netzbetreiber beigetragen hat. In Relation zu dieser Verbesserung sind die Auswirkungen eines Wegfalls der Doppelanpassung bei den Kapitalkosten durch den von der BNetzA präferierten Totex-Xgen zu vernachlässigen. Wenn die Änderungsrate des Verbraucherpreisindexes größer als der generelle X-Faktor ist, fällt die Erlösobergrenze beim Totex-Xgen etwas geringer aus als im derzeitigen Regime. Im umgekehrten Fall hat der Totex-Xgen in Relation zum derzeitigen Regime eine leicht höhere Erlösobergrenze zur Folge.

Die Anwendbarkeit der Vergleichsparameter aus den Effizienzvergleichen im Rahmen eines Opex-basierten Xgen kann sowohl für Strom als auch für Gas nicht abschließend beantwortet. Aufgrund der eingeschränkten Aussagekraft der durchgeführten indikativen Kostentreiberanalyse muss für die Möglichkeit der Anwendbarkeit eines Opex-Xgen in einer zukünftigen Regulierungsperiode zuvor umfassender analysiert werden, ob nicht andere Parameter außerhalb des betrachteten Parametersets erforderlich wären.

Insbesondere die Notwendigkeit einer eigenen Kostentreiberanalyse führt zu einer erheblichen Unsicherheit bei der Anwendung eines Opex-Xgen. Insofern fehlen im deutschen Anreizregulierungssystem entsprechende Vergleichswerte.

Es konnte kein Hinweis darauf identifiziert werden, dass ein Opex-basierter Produktivitätsfaktor durch kapitalintensive Netzbetreiber getrieben wird, was grundsätzlich gegen dessen Einbeziehung in den Abwägungsprozess gesprochen hätte. Auch bei diesem Punkt gilt jedoch eine gewisse Einschränkung, da die Analysen für einen Zeitraum erfolgten, in dem de facto ein Totex-Xgen zur Anwendung kam.

Für die beiden Varianten, die gänzlich auf einen generellen X-Faktor verzichten (Opex-Inflator und E.ON-Vorschlag), konnten im Rahmen von Korrelationsanalysen keine Indexreihen identifiziert werden, die die Entwicklung der Opex in der Vergangenheit adäquat abbilden konnten. Dies gilt sowohl für die alleinige Abbildung der Preiskomponente als auch für die Abbildung einer kombinierten Mengen- und Preisänderung bei den Opex. Vereinzelt etwas höhere Korrelationen sind eher zufällig bedingt, als dass sie systematische Zusammenhänge widerspiegeln, was jedoch für eine Anwendung im regulatorischen Kontext erforderlich wäre.

Auf Basis der vorherigen Analysen wurden die sechs betrachteten Weiterentwicklungsoptionen einer vergleichenden Bewertung zugeführt. Allen Varianten gemeinsam ist, dass sie das bisherige Problem einer Doppelanpassung bei den Kapitalkosten in Form einer doppelten Inflationierung bzw. einer doppelten Produktivitätsvorgabe lösen. Hinsichtlich der drei Bewertungskriterien Zielgenauigkeit, Robustheit und Praktikabilität weisen alle Varianten sowohl Vor- als auch Nachteile auf, wobei keine Variante hinsichtlich aller Bewertungskriterien als eindeutig vorteilhaft identifiziert werden kann. Der Totex-Xgen dominiert jedoch das Bewertungskriterium Zielgenauigkeit. Hinsichtlich der Bewertungskriterien Robustheit und Praktikabilität schneiden andere Methoden, insbesondere im Hinblick auf die Reduktion des Einführungs- und Umsetzungsaufwandes teilweise besser ab. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass die Robustheit und Praktikabilität einer Methode nicht zu Lasten der Zielgenauigkeit gehen sollte, was vorliegend insbesondere beim OPEX-Inflator und beim Vorschlag der E.ON der Fall ist. Es ist zu konstatieren, dass alle Varianten den Verlauf effizienter Kosten während der Regulierungsperiode nur unter restriktiven Bedingungen abbilden können. Auf Basis eines Scoring-Ansatzes, der die zuvor qualitativen Einschätzungen quantifiziert, erweist sich der Totex-Xgen als die Variante mit dem höchsten Gesamt-Score.

Literaturverzeichnis

ACM [Autoriteit Consument & Markt] (2023): Gewijzigd methodebesluit regionale netbeheerders gas 2022-2026.

Agora Energiewende (2023): Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze, Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation.

Bauermann, T., Kaczmarczyk, P., Krebs, T. (2024): Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe, Study Nr. 97 • Dezember 2024 • Hans-Böckler-Stiftung.

BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2024): Stellungnahme, Weiterentwicklung der Anreizregulierung, BNetzA-Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher, Transformiert.“. 18. Januar 2024.

Bernstein, J.I., und D.E.M. Sappington (1999): Setting the X factor in price-cap regulation plans, Journal of Regulatory Economics 16(1), 5–26.

BMWK [Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz] (2024a): Speicher für die Energiewende, Bedeutung, Handlungsfelder und Maßnahmen für Strom-, Wärme- und Wasserstoffspeicher, Stand 13.03.2024.

BMWK [Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz] (2024b): Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilnetze, abrufbar unter: green-paper-transformation-gas-wasserstoff-verteilernetze.pdf, zuletzt abgerufen am 24.06.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2015): Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, 21. Januar 2015, abrufbar unter aregv_evaluierungsbericht_2015_barrierefrei.pdf, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2018a): Beschluss BK4-18-065 der Beschlusskammer 4 (Strom). Abrufbar unter BK4-18-0056_Beschluss, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2018b): Beschluss BK4-17-093 der Beschlusskammer 4 (Gas). Abrufbar unter BK4-17-093_Beschluss, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2022): Beschluss BK4-22-085 der Beschlusskammer 4 (Gas). Abrufbar unter BK4-22-085_Beschluss_Festlegung_PF_Gas_4RP_Entwurf, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2024a): Eckpunktepapier – Netze. Effizienz. Sicher. Transformiert. 18.01.2024. abrufbar unter 240117_Eckpunkte_clean, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2024b): Große Beschlusskammer GBK-24-02-3#4 – Eckpunkte zur zukünftigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors. 28.08.2024. abrufbar unter Bundesnetzagentur - Beschlusskammern - Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2024c): Beschluss BK4-24-028 der Beschlusskammer 4 (Strom). 20.12.2024. Abrufbar unter BK4-24-028_Beschluss, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2024d): Begleittext Datenveröffentlichung Malmquist (Gas), ergänzend zum Beschluss BK4-22-085. Abrufbar unter: BK4-22-0085_Begleittext, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2025a): Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN), Sachstand zu Tenor und Erwägungen, GBK-24-01-3#3, Januar 2025, abrufbar unter 20250116_RAMEN_Tenorierung mit Erwägungen, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2025b): Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas), Große Beschlusskammer Energie, GBK-25-01-2#1, Beschlussentwurf Gas, abrufbar unter GBK-25-01-2#1_Festlegungsentwurf_RAMEN_Gas, zuletzt abgerufen am 24.06.2025.

BNetzA [Bundesnetzagentur](2025c): Methodenfestlegung Effizienzvergleich, Stand der Überlegungen der Bundesnetzagentur, Januar 2025. Abrufbar unter: 20250116_Effizienzvergleich_Sachstand.pdf, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

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.

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.

Consentec (2024): „Wachstumsausgleich“ – Ein wirksames und praktikables Instrument zur Berücksichtigung des OPEX-Aufwuchses im Rahmen der Anreizregulierung für Stromverteilnetzbetreiber. Studie für den BDEW e.V., 27.05.2024, abrufbar unter PowerPoint-Präsentation, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

Dankan Gowda, V., Surya, S. G., Kumar, N. M. G Prasad, K. , Prasad, V. S. and M. Kaur (2024): Optimizing Renewable Energy Integration in Smart Grids through IoT-Driven Management Systems, 2nd International Conference on Advancement in Computation & Computer Technologies (InCACCT), Gharuan, India, 2024, pp. 783-788.

DVGW [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V] (2024): Der Gasnetzbetriebstransformationsplan, Ergebnisbericht 2024.

E-Bridge, The Brattle Group und ECgroup (2006): 4. Referenzbericht Anreizregulierung – Konzept einer Qualitätsregulierung, 7. April 2006, Bonn, abrufbar unter: Microsoft Word - 4. Referenzbericht.doc, zuletzt abgerufen am 23.04.2025.

E-Control (2022): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber, 1. Jänner 2023 - 31. Dezember 2027. Abrufbar unter: 40fcc26d-253d-0533-2d74-3774dce4e341, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

E-Control (2024): Ausgestaltung des Xgen ab der 5. Regulierungsperiode, Foliensatz zum Expertenaustausch am 02.09.2024. Abrufbar unter: 1f78a01a-6e27-a283-a631-0eb4e5e7e7b6, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

E.ON (2024): Ausgestaltung des Xgen ab der 5. Regulierungsperiode, Foliensatz zum Expertenaustausch am 02.09.2024. Abrufbar unter: Ausgestaltung des Xgen ab der 5. Regulierungsperiode, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

Frontier Economics (2023): Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode). Gutachten im Auftrag der BNetzA, Anhörungsentwurf, 20. Juni 2023, abrufbar unter: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/gutachten_entwurf2_4rp.pdf, zuletzt abgerufen am 27.03.2025.

Frontier Economics und TU Berlin (2019): Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Gas (3. RP). Gutachten für die Bundesnetzagentur, anonymisierte Fassung, 17. Mai 2019, abrufbar unter: Fronntier-TUB-BNetzA-EVG3 Gutachten-final-anonym-17-05-2019, zuletzt abgerufen am 27.3.2025.

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.

Hackl, P. (2005): Einführung in die Ökonometrie, München.

IEA [International Energy Agency] (2017): Digitalization & Energy.

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.

Netze BW (2024): Stellungnahme zu dem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zur zukünftigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors, Stuttgart, 14.10.2024, abrufbar unter Stellungnahme zu dem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zur künftigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors, zuletzt abgerufen am 27.03.2025.

Ofgem [Office of Gas and Electricity Markets] (2020): RIIO-2 Final Determinations - Core Document, 8. Dezember 2020. Abrufbar unter: RIIO-2 Final Determinations - Core Document, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

Ofgem [Office of Gas and Electricity Markets] (2024): RIIO-3 Sector Specific Methodology Decision – Overview Document.

Pfrommer, T. (2022): Die Fortschreibung der Erlösobergrenze durch Verbraucherpreisindex und X-Faktor. Ein konzeptioneller Fehler in der deutschen Anreizregulierung, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 46, 121–129.

Pfrommer, T., und E. Kanberger (2023): Wie zwei konzeptionelle Fehler des Xgen eine Unterdeckung der Erlösobergrenzen von Strom und Gasnetzbetreibern verursachen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 73 (4), 53–56.

Pfrommer, T., und S. Streb (2023): OPEX-Xgen: Die Chance auf einen transparenten, ökonomisch fundierten und leicht umsetzbaren Neustart, Diskussionspapier der Netze BW, Stuttgart, 21. Juni 2023.

Poudineh, R., und T. Jamasb (2015) A New Perspective: Investment and Efficiency under Incentive Regulation, The Energy Journal, 36(4), 241-263.

Probst, F., Wagner, C., Greve, M., Novirdourst, A.A., Willers, P., Reinecke,A., Kienscherf, ,P.A. (2024): Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045.

PWC (2024): OPEX-Anpassung „BASE“. Betriebskosten-Aufschlag anhand der SFA-Koeffizienten des Effizienzvergleichs, Juli 2024. Abrufbar unter 2_Folien_VKU_10.09.2024.pdf, zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

Schmitt, S., und M. Stronzik (2015): Die Rolle des generellen X-Faktors in der deutschen Anreizregulierung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65. Jg., Heft 12, 57–59.

Stronzik, M., und M. Wissner (2024): Ausgestaltungsmöglichkeiten eines generellen X-Faktors bei der Neugestaltung des deutschen Regulierungsrahmens, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 519, Dezember 2024, Bad Honnef.

Stronzik, M., A. Cullmann, J. Rechlitz und M. Wissner (2023a): Genereller Produktivitätsfortschritt österreichischer Strom-Verteilernetzbetreiber (5. Regulierungsperiode), Endbericht für die E-Control Austria, Bad Honnef, 11. Juli 2023.

Stronzik, M., B. Sörries, M. Wissner, D. Baischew, U. Trinkner, L. Ruslanova und A. Stritt (2023b): Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode Strom und Gas, Bad Honnef, 24. Mai 2023, abrufbar unter Bundesnetzagentur - Produktivitätsfaktor - Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen (4. Regulierungsperiode), zuletzt abgerufen am 28.03.2025.

Swiss Economics, Sumicsid, IAEW und RWTH (2019): Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3). Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 4. April 2019, abrufbar unter: Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3), zuletzt abgerufen am 27.3.2025.

Swiss Economics, Sumicsid, IAEW und RWTH (2024): Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode. Finales Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 30.04.2024, abrufbar unter: Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode, zuletzt abgerufen am 27.3.2025.

UBA [Umweltbundesamt] (2023): Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz, Abschlussbericht.

Yu, H., Niu, S., Shang, Y., Shao,Z., Jia, Y. and Linni Jian (2022): Electric vehicles integration and vehicle-to-grid operation in active distribution grids: A comprehensive review on power architectures, grid connection standards and typical applications, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 168.

Anhang

Im Rahmen dieses Anhangs werden Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung anhand eines fiktiven Zahlenbeispiels hinsichtlich der doppelten Inflationierung gegenübergestellt. Es wird eine Investition von 1.000 GE betrachtet mit einer Nutzungsdauer von 10 Jahren. Die Kosten werden mit der sektoralen Inputpreisänderung (3 %) abzüglich des sektoralen Fortschritts (1 %) inflationiert.[112] Es wird eine nominale Eigenkapitalverzinsung von 5 % p.a. unterstellt. Die Investition ist vollständig eigenfinanziert. Auf dieser Basis werden die Abschreibungen („Afa), Restbuchwerte („RBW“) und die Eigenkapitalverzinsung („EK-Verz“) ermittelt. Die Summe aus diesen ergeben die Kapitalkosten („Capex“). Aus Vereinfachungsgründen sei von Ineffizienzen abstrahiert, so dass es sich zugleich um die effizienten Kosten handelt. Aus diesen Werten kann auch eine Erlösobergrenze mit Kapitalkostenabgleich ermittelt werden, indem das Jahr 0 als Basisjahr herangezogen wird.[113] Aus dem Vergleich der Werte der beiden rechten Spalten aus Tabelle A-0-1 geht hervor, dass die anfallenden Kapitalkosten durch die EOG überkompensiert werden. Dies deckt sich mit den Ausführungen in Abschnitt 4.1.1, da der Fortschreibungsterm (Inputpreissteigerung abzüglich technischer Fortschritt) positiv ist.

Tabelle A-0-1: Realkapitalerhaltung

Anschaffungswert	1000
Nutzungsdauer	10
Inputpreissteigerung	3%
sektoraler TF	1%
EK-fin	100%
EK-Zins	5%

Jahr	Afa	RBW	EK-Verz	Capex	EOG mit Abgleich
0	100	900	47,5	147,5	147,5
1	100	800	42,5	142,5	145,35
2	100	700	37,5	137,5	143,06
3	100	600	32,5	132,5	140,61
4	100	500	27,5	127,5	138,01
5	100	400	22,5	122,5	135,25
6	100	300	17,5	117,5	132,32
7	100	200	12,5	112,5	129,23
8	100	100	7,5	107,5	125,95
9	100	0	2,5	102,5	122,50

Quelle: eigene Darstellung.

Tabelle A-0-2 beinhaltet die entsprechenden Ergebnisse unter dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung. Hinsichtlich der Eigenkapitalverzinsung wird vom nominalen Zinssatz noch die Preissteigerungsrate abgezogen, so dass in die Ergebnisse nur ein Realzins eingeht. Es werden zusätzlich die Tagesneuwerte („TNW“) ausgewiesen, die sich aus der Inputpreissteigerung abzüglich des sektoralen technischen Fortschritts für

112 Wie in Abschnitt 2.2 erläutert, entspricht dies der Anreizregulierungssystematik.
113 Es wird gewissermaßen eine neunjährige Regulierungsperiode angenommen.

die einzelnen Jahre ergeben. Da bei der Nettosubstanzerhaltung beim Kapitalkostenabgleich auf das Basisjahr rekurriert wird, sind auch die korrespondierenden Werte für die Restbuchwerte („RBW(t0)“) und die Eigenkapitalverzinsung („EK-Verz(t0)“) aufgeführt. Der Vergleich der beiden rechten Spalten zeigt, dass bei der Nettosubstanzerhaltung die anfallenden Kapitalkosten und die EOG übereinstimmen. Dies gilt naturgemäß nur unter den getroffenen Annahmen.

Tabelle A-0-2: Nettosubstanzerhaltung

Anschaffungswert	1000
Nutzungsdauer	10
Inputpreissteigerung	3%
sektoraler TF	1%
EK-fin	100%
EK-Zins	5%

Jahr	TNW	Afa	RBW	RBW(t0)	EK-Verz	EK-Verz(t0)	Capex	EOG mit Abgleich
0	1000	100	900		19		119,00	119,00
1	1020	102	816	800	17	17	119,34	119,34
2	1040	104	728	700	16	15	119,65	119,65
3	1061	106	637	600	14	13	119,92	119,92
4	1082	108	541	500	12	11	120,15	120,15
5	1104	110	442	400	10	9	120,34	120,34
6	1126	113	338	300	8	7	120,50	120,50
7	1149	115	230	200	6	5	120,61	120,61
8	1172	117	117	100	4	3	120,68	120,68
9	1195	120	0	0	1	1	120,70	120,70

Quelle: eigene Darstellung.