

SEKTORALER PRODUKTIVITÄTSFAKTOR – EMPFEHLUNGEN ZUR WEITERENTWICKLUNG FÜR 4. REGULIERUNGSPERIODE UND ENERGIEWENDE

 **Studie für E.ON**
Februar 2022



Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Zusammenfassung	5
1 Einleitung	10
1.1 Ampelkoalition verschärft noch einmal Ziele für Energiewende	10
1.2 Herausfordernde Zeiten für Energienetze und Regulierung	10
1.3 Anwendung des Xgen in der heutigen Regulierungspraxis in Deutschland	11
1.4 Bestimmung des Xgen ist Entscheidung unter Unsicherheit im Gesamtkontext der Regulierung	12
1.5 Motivation und Fragestellungen für die Studie	13
2 Xgen – Aus der Theorie und der Empirie lernen	16
2.1 Theoretische Überlegungen zum langfristigen Wert für X_{gen}	16
2.2 Empirische Untersuchungen zeigen sinkende Trends bei der Produktivitätsentwicklung	17
2.3 Schlussfolgerungen für die künftige Festlegung von Xgen in Deutschland	22
3 Herausforderungen bei der Berechnung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode	24
3.1 Zusammenhang von Stützintervall und impliziter Ansatz von Produktivitätstrends	24
3.2 Produktivitätsermittlung – Sachgerechte Abbildung der Outputs	27
3.3 Möglichkeit des Vergleichs der Einstandspreisentwicklung zwischen Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft nutzen	29
3.4 Möglichkeiten zum Vergleich der Einstandspreisentwicklung innerhalb der Netzwirtschaft nutzen	33
3.5 Alle verfügbaren Informationen nutzen – Malmquist-Index	37
3.6 Schlussfolgerungen für die praktische Berechnung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode	38
4 Energienetze im Wandel – Neue Aufgaben bedeuten neue Herausforderungen	40
4.1 Herausforderungen aus der Energiewende für Stromverteilnetze	41
4.2 Herausforderungen aus der Energiewende für Gasverteilnetze	48
4.3 Auswirkungen der Kosteneffekte auf die Regulierung – Erfassung in der Erlösformel	50
4.4 Auswirkung auf die Bestimmung des Xgen	52
4.5 Schlussfolgerung zu neuen Aufgaben	55
5 Empfehlungen	57
5.1 Kurzfristige Handlungsoptionen für die 4. Regulierungsperiode	57
5.2 Längerfristige Handlungsempfehlungen über die 4. Regulierungsperiode hinaus	59
ANNEX A Übersicht der ausgewerteten Empirischen Studien	61
ANNEX B Internationale Fallbeispiele	66

Sektoraler Produktivitätsfaktor – Empfehlungen zur Weiterentwicklung für 4.
Regulierungsperiode und Energiewende

ZUSAMMENFASSUNG

Ampelkoalition verschärft Ziele für Energiewende

Die Energiewende stellt die gesamte Energiewirtschaft vor große Herausforderungen. Die Dekarbonisierung in der Energiewirtschaft selbst erfordert den Ausstieg aus der CO₂-emittierenden Stromerzeugung und deren Substitution durch CO₂-neutrale Alternativen wie Windenergie- und PV-Anlagen. Bereits heute ist das Gros dieser Anlagen an die Verteilnetze angeschlossen. Die Dekarbonisierung von anderen Sektoren wie Wärme und Verkehr führt zu einem deutlichen Anstieg von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Die Ampelkoalition aus SPD, Grüne/Bündnis90 und FDP hat in ihrem Regierungsprogramm vom 25. November 2021 die Ziele zum Klimaschutz und den Ausbau der erneuerbaren Energie noch einmal verschärft.

Herausfordernde Zeiten für Energienetze und Regulierung

Durch die Energiewende kommen auf die Energienetze herausfordernde Zeiten zu. In einer Studie zum volkswirtschaftlichen Wert der Stromverteilnetze bei der Energiewende¹ haben wir dargestellt, dass Energienetze ein wichtiger Eckpfeiler als „Enabler der Energiewende“ sind – oder anders ausgedrückt: Werden die Voraussetzungen für Energienetze nicht geschaffen, sodass diese sich schnell genug an die neuen Aufgaben anpassen, ist die zeitnahe Umsetzung der Energiewende in Gefahr. Die Umsetzung dieser anspruchsvollen Aufgaben der Strom- sowie Gasnetze hängt entscheidend von den gesetzlichen Vorgaben und den darauf beruhenden Regulierungsentscheidungen ab. Wir haben gezeigt, dass es aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein kann, das Risiko einer in Summe „zu strengen“ Regulierung zu minimieren, d. h. keinen zu strengen Regulierungsansatz zu verfolgen, da die Kosten für Endverbraucher durch unterdimensionierte Energienetze (insbesondere Stromverteilnetze) erheblich sind.

Ein Regulierungsparameter innerhalb dieser Rahmenbedingungen ist der „sektorale Produktivitätsfaktor“ (Xgen), der pauschale jährliche Abschlag auf die Erlösobergrenze der Netzbetreiber. In Vorbereitung auf die 4. Regulierungsperiode für die Strom- (Start: 2024) und Gasverteilnetze (Start: 2023) hat die Bundesnetzagentur bereits mit den Arbeiten zur Bestimmung des Xgen begonnen.

Bestimmung des Xgen erfolgt unter erheblicher Unsicherheit

Bei der Bestimmung des Xgen steht die Regulierungsbehörde vor der Herausforderung, auf Basis von wissenschaftlich anerkannten Methoden und den verfügbaren, historischen Informationen eine Entscheidung für die Zukunft treffen

¹ Frontier/IAEW, „Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt“, September 2020

zu müssen. Damit verbunden ist eine hohe Prognoseverantwortung, da die Festlegung des Xgen zugleich eine hohe Bedeutung für den künftigen wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber hat. Bei der Festlegung des Xgen ist dabei zu beachten:

- **Historie ist nur bedingt zur Extrapolation der Zukunft geeignet. Zukünftige Aufgaben unterscheiden sich von historischen:** Es ist wahrscheinlich, dass sich das wirtschaftliche Umfeld der Zukunft deutlich von dem der Historie unterscheidet. Das Heranziehen von historischen Daten zur Bestimmung der Zukunft birgt das Risiko, dass gerade Änderungen des Umfelds nicht oder nur unzureichend abgebildet werden. Ein aktuelles Beispiel hierfür könnte etwa der Einfluss der Coronapandemie sein, aber auch aktuelle bzw. zukünftige Strukturbrüche bedingt durch bestimmte Entwicklungen im Zuge der Energiewende.
- **Unsicherheit hinsichtlich der verwendeten Methoden und Daten:** Zusätzlich können noch Unsicherheiten bei den verwendeten Methoden bzw. Daten bestehen. Dies kann sich beispielsweise durch Ausreißer bei bestimmten Datenpunkten ergeben. Hier stehen unterschiedliche Möglichkeiten zur Plausibilisierung der Daten zur Verfügung, die bei der Berechnung angewandt werden können (ggf. liegen diese Möglichkeiten außerhalb der bisher angewandten Methoden bspw. in einer vergleichenden Analyse dritter Datenquellen).

Gleichzeitig muss die Bestimmung des Xgen immer im Gesamtkontext der Regulierung und im Zusammenspiel mit anderen Regulierungsparametern gesehen werden.

Theorie und empirische Studien weisen tendenziell auf sinkende Trends bei Produktivitätsentwicklung hin

Aus der Sichtung internationaler empirischer Studien sowie theoretischen Überlegungen lassen sich Implikationen für die Diskussion der Xgen Ermittlung auch für Deutschland ableiten:

- **Anreizregulierung wirkt und Produktivitätssteigerungen durch bereits effiziente Unternehmen werden im Laufe der Zeit immer schwieriger** – mit der Dauer der Anreizregulierung nehmen die Möglichkeiten zur Produktivitätssteigerung im Normalfall ab, da einfach realisierbare Produktivitätspotentiale vielfach bereits gehoben worden sind.
- **Neue Aufgaben können sich negativ auf gemessene Produktivität der Energienetze auswirken** – Negative Produktivitätsentwicklungen können durch die Übernahme von neuen Aufgaben durch die Energienetze getrieben sein. Die Kosten zur Erbringung der neuen Aufgaben fließen zwar in die Inputs ein, allerdings finden sich bei den Outputs (noch) keine korrespondierenden messbaren Größen.
- **Investitionszyklus kann sich negativ auf gemessene Produktivität der Energienetze auswirken:** Ein neuer Investitionszyklus wirkt sich tendenziell negativ auf die ermittelte Produktivität aus, wenn dem höheren Input (Investitionen) kein korrespondierender Output (z. B. für neue Aufgaben oder Komplexitäten) bei der Berechnung gegenübersteht.

- **Einstandspreisentwicklung zwischen Gesamtwirtschaft und Energienetzen sollte tendenziell ähnlich sein:** Theoretische Überlegungen sprechen dafür, dass die Einstandspreisentwicklung für Energienetze nicht systematisch von der Gesamtwirtschaft unterschiedlich sein sollte.

Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode

Für die 4. Regulierungsperiode empfehlen wir nachfolgende Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Bestimmung des Xgen.

Weiterentwicklung der empirischen Berechnung von Xgen

In diesem Kontext können nachfolgende Maßnahmen eingeordnet werden²:

- **Stützintervall an Produktivitätstrends anpassen:** Die Möglichkeiten zu Produktivitätssteigerungen sind seit Einführung der Anreizregulierung gesunken, was auch verschiedene empirische Studien aus dem In- und Ausland zeigen: Ineffizienzen aus Monopolzeiten sind weitgehend oder sogar vollständig abgebaut. Mit Blick auf die Abwägung zwischen „Lange[n] Stützintervalle für robuste Werte“ vs. „Fokussierung auf jüngste Vergangenheit, um das aktuelle und zukünftige Marktumfeld besser zu erfassen“, ist zu überlegen, den letzten Jahren ein höheres Gewicht als den Anfangsjahren des Stützintervalls beizumessen. Zusätzlich sollte geprüft werden, inwieweit das Jahr 2020 mit den Covid-19-Effekten als Sonderfall zu definieren und auszuklammern ist, z. B. wenn die verzerrenden Effekte aus Covid-19 auf Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft unterschiedlich stark sind.
- **Sachgerechte Abbildung der Outputs:** Zur sachgerechten Abbildung der physischen Mengenentwicklung für den Outputindex bei der Berechnung des Törnquist-Index sollte die Deflationierung der Netzentgelte weiterentwickelt werden. Dabei sollte sichergestellt werden, dass die aus der deflationierten Umsatzerlösentwicklung abgeschätzte Mengenentwicklung mit der tatsächlichen physischen Mengenentwicklung übereinstimmt.

Weiterentwicklung der Plausibilisierung der Berechnungsergebnisse für Xgen

In diesem Kontext können nachfolgende Maßnahmen eingeordnet werden:

- **Vergleich der Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft durchführen („Sense Check“):** Für die Ermittlung des Xgen der 4. Regulierungsperiode sollten alle verfügbaren Informationen, welche aus dem Residualansatz noch zusätzlich abgeleitet werden können, herangezogen werden. Dadurch wird ein Vergleich der Einstandspreisentwicklungen für die Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft möglich. Ein deutliches Delta der beiden Größen ist einer eingehenden Prüfung zu unterziehen und auf Basis dessen sind Korrekturen vorzunehmen.

² Dies ist nicht als abschließende Liste zu verstehen, sondern zeigt nur Potenziale für Verbesserungen und Weiterentwicklungen auf.

- **Vergleich der Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft auf Basis von Unternehmensdaten mit öffentlich verfügbaren sektorspezifischen Indizes durchführen („Sense Check“):** Der Rückgriff auf Unternehmensdaten als Ausgangspunkt für die Ermittlung der Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft ist grundsätzlich sinnvoll. Die aus Unternehmensdaten abgeleiteten Einstandspreisentwicklungen sollten allerdings einer Plausibilisierung durch verfügbare Indizes aus dem Energiesektor unterzogen werden und notwendigenfalls korrigiert werden. Zusätzlich liegt nahe, nachdem theoretisch fünf weitere Jahre seit der letzten Festlegung zur Verfügung stehen, die möglicherweise „unsaubereren“ Daten für das Jahr 2006 gänzlich aus der Betrachtung herauszunehmen.
- **Alle verfügbaren Informationen aus Malmquist-Index nutzen:** Bei der Bestimmung des Xgen sollten möglichst alle verfügbaren Informationen und Quervergleiche, welche mit Hilfe des Malmquist-Index ermittelt werden können, genutzt werden. Dadurch können die Ergebnisse, die auf Basis des „Törnquist-Index“ ermittelt wurden, zusätzlich plausibilisiert werden.
- **Sicherheitsabschläge:** Trotz der genannten Möglichkeiten zu Verbesserungen bei der Berechnung des Xgen verbleiben verschiedene Restunsicherheiten. Auch unerwartete Entwicklungen in den Vergleichsdaten der Gesamtwirtschaft, die mit der Netzwirtschaft nichts zu tun haben, (z. B. aus Finanz- oder Covid-19 Krise) beeinflussen das Ergebnis für den Xgen. Wir empfehlen, diese Unsicherheiten beim Blick auf das ermittelte Xgen-Ergebnisintervall zu berücksichtigen.

Weiterentwicklung von Xgen als („Aushilfs“-) Instrument zur Kompensation von Kosten verursacht durch eine „geänderte Versorgungsaufgabe“ in Folge der Energiewende

Die vorgenannten Maßnahmen zu Weiterentwicklungen für den Xgen beziehen sich im Wesentlichen auf die vorsichtige Berechnung auf Basis historischer Daten und die vorsichtige Interpretation der daraus erzielten Ergebnisse. Hier sollte die Weiterentwicklung der Festlegung des Xgen allerdings noch nicht enden. Der Grund liegt in den durch die Energiewende getriebenen neuen Aufgaben für die Energienetze.

Die Herausforderungen aus der Energiewende werden insbesondere für Stromverteilnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode (2024-28) beträchtlich sein. Dabei bildet die aktuelle Erlösformel die dadurch ausgelösten Kostenimplikationen (speziell bei effizienten, aber steigenden Betriebskosten aus neuen Aufgaben über die Regulierungsperiode) nicht erschöpfend ab.

Für die 4. Regulierungsperiode ist eine kurzfristige Anpassung der Erlösformel zur Abbildung der „geänderten Versorgungsaufgabe“ nicht möglich. Somit verbleibt als „Aushilfs“- Instrument die Nutzung des Xgen, um die Energienetzbetreiber für die Erfüllung der „geänderten Versorgungsaufgabe“ im Zuge der Energiewende zu kompensieren. In anderen Ländern (Beispiel Finnland) wurde dieser Ansatz schon gewählt und durch einen Abschlag auf den errechneten Wert des Xgen abgebildet.

Maßnahmen über die 4. Regulierungsperiode hinaus

Die EuGH-Entscheidung zur Unabhängigkeit der BNetzA eröffnet langfristig vermutlich einen Ermessensspielraum für die Regulierungsbehörde, der es ihr ermöglicht, sich stärker von den derzeit noch bestehenden Verordnungsvorgaben zu lösen und den Regulierungsrahmen stärker selbst zu prägen. Das vereinfacht und beschleunigt institutionell die Anpassung der bestehenden Regulierungssystematik an die Dynamik der Energiewende.

Die Bestimmung des Xgen erfolgt aktuell gemäß § 9 ARegV aus der „Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung“. Es könnte evaluiert werden, inwieweit auf diese komplexe Ermittlung verzichtet werden kann und für die Bestimmung eines Xgen allein der netzwirtschaftliche Produktivitätsfortschritt herangezogen werden kann. Eine solche Änderung müsste aber in den größeren Zusammenhang einer generellen Überprüfung und Fortentwicklung des Regulierungsrahmens (etwa bei der nächsten Evaluierung) gestellt werden, weil sich bei einer veränderten Ermittlung des Xgen auch Fragen der sachgerechten Indexierung der Kosten in der Erlösobergrenzenformel stellen.³

Grundsätzlich sollte zudem die sachgerechte Berücksichtigung der „geänderten Versorgungsaufgabe“ umfassender betrachtet werden. Im Besonderen bietet sich an, die Effekte auf Kapital- und Betriebskosten durch „geänderte Versorgungsaufgabe“ mittels zielgenauer Regulierungsinstrumente abzubilden. Den Xgen als („Aushilfs-“) Instrument zur Kompensation der Kostenimplikationen einer „geänderten Versorgungsaufgabe“ heranzuziehen kann nur eine „second-best“ Lösung zu sein. Die „first-best“ Lösung muss darin bestehen, die bestehende Erlösformel dahingehend weiterzuentwickeln, dass die Netzbetreiber den Anreiz bekommen, die „geänderte Versorgungsaufgabe“ zu effizienten Kosten bei einem optimalen Mix aus Betriebs-/Kapitalkosten zu erfüllen.

³ Hier kann auf das Beispiel der Regulierung in Österreich verwiesen werden (vgl. Anhang B.4).

1 EINLEITUNG

1.1 Ampelkoalition verschärft noch einmal Ziele für Energiewende

Die Energiewende stellt die gesamte Energiewirtschaft vor große Herausforderungen. Die Dekarbonisierung in der Energiewirtschaft selbst erfordert den Ausstieg aus der CO₂-emittierenden Stromerzeugung und deren Substitution durch CO₂-neutrale Alternativen wie Windenergie- und PV-Anlagen. Das Gros dieser Anlagen ist bereits heute an die Verteilnetze angeschlossen. Die Dekarbonisierung von anderen Sektoren wie Wärme und Verkehr führt darüber hinaus zu einem deutlichen Anstieg der Anzahl von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, die ebenfalls in das Verteilnetz integriert werden müssen.

Die Ampelkoalition aus SPD, Grüne/Bündnis90 und FDP hat in ihrem Regierungsprogramm vom 25. November 2021 die Ziele zum Klimaschutz und den Ausbau der erneuerbaren Energie noch einmal verschärft. Bis zum Jahr 2030 soll beispielsweise der erwartete (gestiegene) Bruttostromverbrauch von dann ca. 680-750 TWh zu 80 % aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Dazu sind (neben anderen Herausforderungen bei Windenergie, Ladepunkten oder Wärmepumpen) alleine rund 200 GW an Photovoltaik (PV)-Ausbau in den nächsten 10 Jahren erforderlich. Insbesondere die PV, Ladepunkte (private Ladepunkte, Ladeparks, öffentliche Ladesäulen) und Wärmepumpen im Gebäudesektor werden im Verteilnetz auf Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen.

Auch im Gasbereich werden die Aufgaben komplexer. Das Regierungsprogramm sieht vor, dass über 2045 hinaus der Betrieb von Kraftwerken und Gasleitungen nur noch mit nicht-fossilen Brennstoffen fortgesetzt werden soll – der Umbau der Gaswirtschaft auf neue, grüne Gase muss daher in den kommenden 20 Jahren erfolgen. Bisher haben Gasleitungen fossiles Methan verteilt, zukünftig werden reine Wasserstoffleitungen (mit Wasserstoff aus verschiedenen Herstellungsprozessen) und Grüne Methanleitungen (ggf. mit Blends aus fossilem Methan, SNG, Biomethan und Wasserstoffbeimischung) eine Rolle spielen – und das ggf. regional sehr unterschiedlich.

1.2 Herausfordernde Zeiten für Energienetze und Regulierung

Auf die Energienetze an sich kommen somit herausfordernde Zeiten zu. In einer Studie⁴ zum volkswirtschaftlichen Wert der Stromverteilnetze bei der Energiewende haben wir dargestellt, dass Energienetze ein wichtiger Eckpfeiler als „Enabler der Energiewende“ sind – oder anders ausgedrückt: Werden Energienetze nicht schnell genug in die Lage versetzt, sich an die neuen Aufgaben anzupassen, ist die zeitnahe Umsetzung der Energiewende in Gefahr.

⁴ Frontier/IAEW, „Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt,“ September 2020.

Die Rahmenbedingungen für diese Aufgaben der Strom- und Gasnetze hängen entscheidend von den gesetzlichen Vorgaben und den auf diesen beruhenden Regulierungsentscheidungen ab. Dabei stehen Regulierungsbehörden vor komplexen Herausforderungen. Diese ergeben sich daraus, dass Regulierungsentscheidungen unter Unsicherheit über künftige Entwicklungen erfolgen müssen. Die Regulierungsbehörden werden deshalb bei der Festlegung von Regulierungsparametern, welche zukünftige Entwicklungen abbilden sollen, immer eine Abwägung zwischen den Auswirkungen einer in Summe „zu strengen“ oder „zu milden“ Regulierung machen müssen. In Frontier/IAEW (2020) haben wir argumentiert, dass es aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein kann, das Risiko einer in Summe „zu strengen“ Regulierung zu minimieren, da die Kosten für Endverbraucher durch unterdimensionierte Energienetze erheblich sind.

Ein Regulierungsparameter, der eine künftige Entwicklung abbilden soll, ist der sogenannte „Sektorale Produktivitätsfaktor“ (Xgen). Xgen und die Frage, welche Aufgabe der Faktor künftig in der Regulierungsformel haben soll, ist daher in besonderer Weise als Beispiel für die in Frontier/IAEW (2020) formulierte These geeignet, dass bei der Festlegung von Regulierungsparametern das Kostenrisiko von „zu wenig“ und „zu viel“ Netz geeignet gegeneinander abzuwägen ist.⁵

1.3 Anwendung des Xgen in der heutigen Regulierungspraxis in Deutschland

Die 4. Regulierungsperiode für die Strom- und Gasverteilnetze beginnt im Jahr 2024 bzw. im Jahr 2023. Die Bundesnetzagentur hat bereits mit den Arbeiten zur Vorbereitung der 4. Regulierungsperiode und auch zum Xgen begonnen.

Der § 9 ARegV bildet die gesetzliche Grundlage für die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors.⁶ Dort heißt es:

- (1) *Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor wird ermittelt*
 - *aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt; und*
 - *der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung.*
- (2) *Die Bundesnetzagentur hat den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor ab der dritten Regulierungsperiode jeweils vor Beginn der Regulierungsperiode für die gesamte Regulierungsperiode nach Maßgabe von **Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen**, zu ermitteln. Die Ermittlung hat unter Einbeziehung der **Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren** zu erfolgen. Die Bundesnetzagentur kann bei der Ermittlung auf die Verwendung der Daten von Netzbetreibern verzichten, die die Teilnahme am*

⁵ Dabei überwiegt nach den Analysen in der genannten Studie das Kostenrisiko von „zu wenig“ Netz dasjenige von „zu viel“ Netz stark.

⁶ Die EuGH Entscheidung (C-718/18) erfordert in Zukunft eine stärkere Unabhängigkeit der BNetzA. Dies kann auch zur Folge haben, dass hier zitierte Verordnungen durch alternative Regelungen ersetzt werden müssen. Wir gehen in Folge davon aus, dass die aktuellen Regelungen weiter gelten oder durch andere Regelungen mit vergleichbarer Wirkung ersetzt werden.

*vereinfachten Verfahren nach § 24 Absatz 2 gewählt haben. Die Bundesnetzagentur kann jeweils einen Wert für **Stromversorgungsnetze und für Gasversorgungsnetze** ermitteln.*

Aus der ARegV heraus ergeben sich für die Bestimmung des Xgen also folgende Vorgaben:

- **Relativer Produktivitätsvergleich:** Zur Bestimmung des Xgen erfolgt ein doppelter Abgleich zwischen der Netzwirtschaft und der Gesamtwirtschaft, woraus sich der Xgen aus der Summe von zwei Differentialen ergibt:
 - Differential aus Produktivitätsentwicklung für Netzbetreiber und Gesamtwirtschaft;
 - Differential aus Einstandspreisentwicklung für Gesamtwirtschaft und Netzbetreiber.
- **Methoden haben dem Stand der Wissenschaft zu entsprechen:** Der Stand der Wissenschaft bezieht sich auf die Methodenwahl sowie alle Elemente des Xgen, d. h. nicht nur zur Bestimmung der Produktivitätsentwicklung für Netzbetreiber, sondern auch für jene der Gesamtwirtschaft sowie für die Bestimmung der Einstandspreisentwicklungen für die Gesamtwirtschaft und für die Netzbetreiber. Für die Regulierungsbehörde bedeutet dies, dass wissenschaftliche Entwicklungen zu prüfen sind und im Hinblick auf die aktuelle Regulierungspraxis in Betracht gezogen und fachlich erkennbar abgewogen werden sollen.
- **Daten von Netzbetreibern für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren:** Dies bedingt, dass auf Grundlage der Verordnung (ausschließlich) historische Daten für die Bestimmung des Xgen herangezogen werden.
- **Implizite Annahme „konstanter Differentiale für Regulierungsperiode“ bei Bestimmung von Xgen:** Der Xgen bleibt für die gesamte Regulierungsperiode konstant. Somit wird hier implizit angenommen, dass die Differentiale Gesamtwirtschaft vs. Netzwirtschaft während der Regulierungsperiode im Schnitt konstant bleibt (diese Annahme dürfte in der Praxis meist nicht zutreffen.)

1.4 Bestimmung des Xgen ist Entscheidung unter Unsicherheit im Gesamtkontext der Regulierung

Bei der Bestimmung des Xgen steht die Regulierungsbehörde vor der Herausforderung, auf Basis von wissenschaftlich anerkannten Methoden und den verfügbaren, historischen Informationen eine Entscheidung für die Zukunft treffen zu müssen. Damit verbunden ist eine hohe Prognoseverantwortung, da die Festlegung des Xgen zugleich eine hohe Bedeutung für den künftigen wirtschaftlichen Erfolg der Netzbetreiber hat. Zusätzlich sollte berücksichtigt werden, dass sich der Xgen als wichtiger Regulierungsparameter in das „Gesamtpaket“ der Regulierung, wie sie von der ARegV in den wesentlichen Eckpunkten vorgegeben ist und in den Regulierungsentscheidungen der Regulierungsbehörde umgesetzt wird, einfügen muss. Für die Bestimmung des Xgen ist somit zu bedenken:

- **Historie ist nur bedingt zur Extrapolation der Zukunft geeignet. Zukünftige Aufgaben unterscheiden sich von historischen:** Es ist wahrscheinlich, dass sich das wirtschaftliche Umfeld der Zukunft deutlich von dem der Historie unterscheidet. Das Heranziehen von historischen Daten zur Bestimmung der Zukunft birgt das Risiko, dass gerade Änderungen des Umfelds nicht oder nur unzureichend abgebildet werden. Ein aktuelles Beispiel hierfür könnte etwa der Einfluss der Coronapandemie sein, aber auch aktuelle bzw. zukünftige Strukturbrüche bedingt durch bestimmte Entwicklungen im Zuge der Energiewende.
- **Unsicherheit hinsichtlich der verwendeten Methoden und Daten:** Zusätzlich können noch Unsicherheiten bei den verwendeten Methoden bzw. Daten bestehen. Dies kann sich beispielsweise durch Ausreißer bei bestimmten Datenpunkten ergeben. Hier stehen unterschiedliche Möglichkeiten zur Plausibilisierung der Daten zur Verfügung, die bei der Berechnung angewandt werden können (ggf. liegen diese Möglichkeiten außerhalb der bisher angewandten Methoden bspw. in einer vergleichenden Analyse dritter Datenquellen).

Die Regulierungsbehörde ist sich vieler der Herausforderungen aus den Erfahrungen der letzten Regulierungsperiode bereits bewusst und hat schon in der Vergangenheit bei der Festlegung von Xgen dem immanenten Problem der Unsicherheit im Rahmen ihres Ermessensspielraums teilweise Rechnung getragen, indem zum Beispiel beim Xgen für die Stromverteilnetze ein Abschlag auf den maßgeblichen Wert vorgenommen wurde. Es stellt sich allerdings die Frage, inwieweit zusätzliche, weiter darüber hinausgehende Anpassungen erforderlich sind, um mit Blick auf die weiter wachsenden zukunftsbezogenen Unsicherheiten einen sachgerechten Ausgleich zu schaffen.

1.5 Motivation und Fragestellungen für die Studie

Die BNetzA hat ihrerseits begonnen, sich (teilweise mit Hilfe externer Gutachter) mit der Frage der Bestimmung eines sachgerechten Xgen für die 4. Regulierungsperiode zu befassen. Diese Studie im Auftrag der E.ON soll frühzeitig Ideen und Denkanstöße für den bevorstehenden Festlegungsprozess geben und soll dadurch einen konstruktiven Diskussionsbeitrag für die Festlegung des Xgen leisten.

Die aktuelle EuGH-Entscheidung zur politischen Unabhängigkeit des Regulierers hat zwar theoretisch der BNetzA einen weiteren Ermessensspielraum eingeräumt, allerdings ist sehr wahrscheinlich, dass dies in der Praxis für die 4. Regulierungsperiode noch nicht relevant ist.⁷ Die Vorarbeiten für die nächste Regulierungsperiode sind schon gestartet und die ARegV in der aktuellen Fassung stellt das geltende Recht dar, an das sich Regulierer und Netzbetreiber bis auf weiteres halten. Zudem bleibt zu beobachten, ob der Ermessensspielraum nach EuGH überhaupt noch weitreichender sein kann, als ohnehin bereit im bestehenden Rechtsrahmen von der BNetzA beansprucht, und außerdem, ob aufgrund des Zurückdrängens von Verordnungsregelungen als bisherige

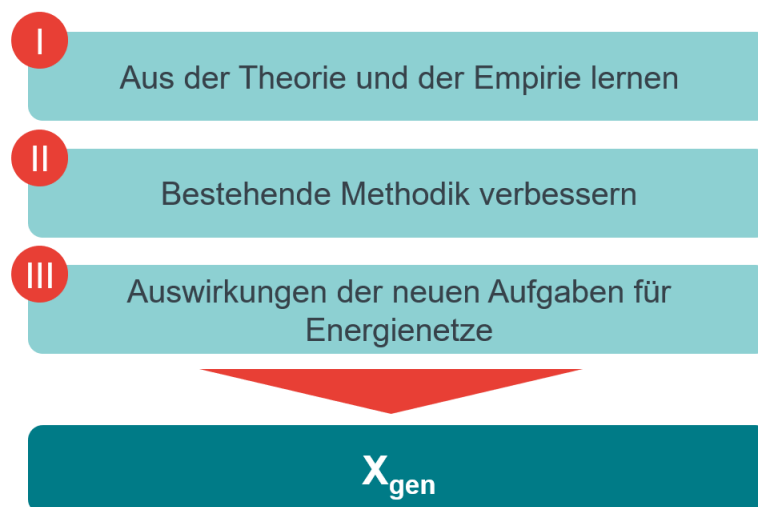
⁷ Vgl. zu dieser These die juristische Argumentation der BNetzA selbst bspw. in den identischen Beschlüssen zu den Eigenkapitalkosten BK4-21-055 und BK4-21-056, S. 3-6.

Anwendungsleitplanken eine deutlich verschärfte Ermessenskontrolle durch die Gerichte ausgeübt werden wird. Die konkrete künftige Umsetzung des EuGH-Urteils in die deutsche Regulierungspraxis könnte allerdings später dann auch die Vorgaben für die Bestimmung des Xgen selbst betreffen. Sofern zukünftige Neuregelungen aber dem Geist nach den heutigen Regelungen entsprechen, gelten unsere nachfolgenden Ausführungen analog.

Wir gehen ebenfalls davon aus, dass sich die Bundesnetzagentur auch vor dem Hintergrund der Gerichtsverfahren zur Bestimmung des Xgen in vielen Punkten an der Methodik für die 3. Regulierungsperiode orientieren wird, die den aktuellen Stand der Rechtsprechung widerspiegelt. Unser Bericht bietet daher keinen Beitrag zur Revolution der Methodik für die 3. Regulierungsperiode, sondern soll eher zu einem „Step-Change“ der aktuellen Methodik beitragen. Gleiches gilt auch für den weiteren Rahmen für die Regulierung der Energienetze in Deutschland. Es ist zu erwarten, dass die BNetzA zumindest für die 4. Regulierungsperiode die Methodik der Erlösbergrenzen-Formel, wie sie in der ARegV vorgegeben ist, beibehalten wird.

Wir haben unsere Studie für die Bestimmung des Xgen in drei Themenbereiche eingeteilt:

Abbildung 1 Struktur des Berichts



Quelle: Frontier Economics

- **Theorie und Studien:** In Abschnitt 2 diskutieren wir, welche Implikationen aus theoretischen Überlegungen sowie empirischen Studien zu Produktivitätsentwicklungen von Energienetzen für den deutschen Kontext bei der Festlegung des Xgen abgeleitet werden können.
- **Bestehende Methodik zur Berechnung von Xgen verbessern:** In Abschnitt 3 diskutieren wir ausgewählte Aspekte bei der Berechnung von Xgen und welche Möglichkeiten zur Verbesserung der Berechnung sowie der Plausibilisierung der Ergebnisse bestehen.
- **Neue Aufgaben für Energienetze und Implikationen:** In Abschnitt 4 stellen wir dar, welche neuen Aufgaben in der Zeitperiode bis zum Jahr 2030 auf die Energienetze (Strom- und Gasverteilnetze) zukommen und wie sich das auf künftige Produktivitäts- und Kostenentwicklungen der Energienetze auswirken

kann. Dabei nehmen wir einen gesamthaften Blick ein und diskutieren, inwieweit in der bestehenden Regulierung für Energienetze bereits Instrumente angelegt sind, diese neuen Aufgaben in der Erlösobergrenze abzubilden und welche Auswirkungen sich hier auf Xgen ergeben könnten.

In Abschnitt 5 fassen wir die Ergebnisse zusammen und leiten daraus Empfehlungen für die Bestimmung des Xgen für die nächste und darauffolgende Regulierungsperioden ab.

2 XGEN – AUS DER THEORIE UND DER EMPIRIE LERNEN

Die Bestimmung des Xgen erfolgt auf Basis von historischen Daten, welche jeweils zur Extrapolation der Produktivitäts- und der Einstandspreisentwicklung dienen sollen. Bei der Interpretation der Ergebnisse auf Basis von historischen Daten kann es sinnvoll sein, einerseits konzeptionell theoretische und andererseits Überlegungen auf Basis von empirischen Analysen und Daten („Praktischer Sense Check“) in Erwägung zu ziehen. In diesem Abschnitt wollen wir uns dieser Thematik auf zwei Arten nähern:

- Lässt sich aus konzeptionell theoretischen Erwägungen ein langfristiger Wert für Xgen ableiten?
- Welche Trends für die Produktivitätsentwicklungen von Strom-/Gasnetzen über die Zeit lassen sich beobachten und wodurch sind diese bedingt?

Abbildung 2 Xgen – Theorie und Studien



Quelle: Frontier Economics

2.1 Theoretische Überlegungen zum langfristigen Wert für X_{gen}

Basierend auf dem ursprünglichen Modell von Bernstein und Sappington⁸ diskutieren Burns und Weyman-Jones⁹ die mögliche langfristige Konvergenz der sektoralen Produktivität mit der Produktivität der Gesamtwirtschaft. Die Autoren argumentieren, dass der Xgen nur dann langfristig einen positiven Wert annehmen kann, wenn langfristig strukturelle Effizienzunterschiede zwischen dem regulierten

⁸ Bernstein, J., & Sappington, D., (1999). Setting the X factor in price cap regulation plans. Journal of Regulatory Economics, 16, 5-25.

⁹ Burns, P., & Weyman-Jones, T. (2008). The long-run level of X in RPI-X regulation: Bernstein and Sappington revisited. Working Paper.

Sektor und dem Rest der Volkswirtschaft bestehen.¹⁰ Effizienzunterschiede können insbesondere in frühen Regulierungsperioden bei der Einführung einer Anreizregulierung auftreten. Allerdings sollten langfristig keine strukturellen Effizienzunterschiede zwischen dem regulierten Sektor und dem Rest der Volkswirtschaft bestehen, nachdem diese Ineffizienzen durch eine Anreizregulierung abgebaut worden sind. Der Xgen sollte deshalb in späteren Regulierungsperioden zumindest aufgrund der Angleichung der Produktivitätsentwicklung des regulierten Sektors an den Rest der Volkswirtschaft gegen Null konvergieren.¹¹ In der wissenschaftlichen Literatur finden sich jedoch auch Belege, die von dauerhaften Unterschieden in den Produktivitätsniveaus zwischen Sektoren ausgehen.¹²

Ein Wert für „Xgen ungleich Null“ könnte sich zudem selbst bei Konvergenz der Produktivitätsentwicklungen zwischen Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft ergeben, falls die Einstandspreise im Vergleich zur allgemeinen Inflation und zur Inputproduktivität stark steigen und die Preissteigerung den regulierten Sektor stärker betrifft als den Rest der Volkswirtschaft. In einem Gleichgewichtsmodell, wie es der Modellierung von Bernstein und Sappington zugrunde liegt, ist allerdings nicht davon auszugehen, dass sich Einstandspreissteigerungen zwischen den Sektoren stark im Gleichgewicht unterscheiden.¹³ Dies greifen wir in Abschnitt 3.3 auf. Dabei vergleichen die Einstandspreisentwicklung der Netz- und Gesamtwirtschaft empirisch und besprechen etwaige Abweichungen in Bezug auf die Ermittlung des Xgen.

2.2 Empirische Untersuchungen zeigen sinkende Trends bei der Produktivitätsentwicklung

Ein wichtiger Bestandteil des Xgen ist die Produktivitätsentwicklung der Strom-/ Gasverteilnetzbetreiber selbst. Im Folgenden analysieren wir dazu Studien, die sich mit dem historischen Trend der Produktivitätsentwicklung bei Gas- und Stromverteilnetzbetreibern auseinandersetzen.

¹⁰ Diese Schlussfolgerung wird von dem theoretischen Modell von Bernstein und Sappington abgeleitet, in dem der Xgen das erwartete Verhältnis zwischen Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklungen in der Volkswirtschaft widerspiegeln soll.

¹¹ Burns, P., & Weyman-Jones, T. (2008). The long-run level of X in RPI-X regulation: Bernstein and Sappington revisited. Working Paper, S. 5-6.

¹² Syverson, C. (2011): What Determines Productivity?, *Journal of Economic Literature*, 49:2, 326-265.

¹³ Burns, P., & Weyman-Jones, T. (2008). The long-run level of X in RPI-X regulation: Bernstein and Sappington revisited. Working Paper, S. 6-8: "As far as differential input price inflation (relative to productivity) is concerned, regulated businesses are typically more exposed than firms in the rest of the economy to particular input price shocks that are both largely uncontrollable and unrelated to any change in productivity that the business can achieve in using the input. The use of copper by electricity and telecommunications businesses is a good example. These cases do not justify a systematic difference in the price profile of regulated businesses and the rest of the economy, but they may require an indexation factor within the RPI-X formula that would enable shocks in the prices of these inputs to be accommodated as they occur."

DEFINITION VON PRODUKTIVITÄT

Grundsätzlich wird Produktivität im ökonomischen Sinne durch das Verhältnis zwischen Output und Input definiert. Das heißt, es wird dabei die Frage gestellt, wie viel Input notwendig ist, um einen gewissen Output zu produzieren. Die Produktivität im Jahr t kann vereinfacht dargestellt werden durch:

$$\text{Produktivität}_t = \frac{\text{Output}_t}{\text{Input}_t}$$

Zur Berechnung der Produktivitätsveränderung¹⁴ wird die Produktivität des Jahres t der Produktivität im Jahr t-1 gegenübergestellt. Die Produktivitätsveränderung entspricht dabei der Differenz zwischen Output- und Inputveränderung. Ein Wert größer (kleiner) 0 bedeutet eine Steigerung (Reduktion) der Produktivität.

$$\Delta \text{Produktivität}_{t,t+1} = \frac{\text{Produktivität}_{t+1}}{\text{Produktivität}_t} - 1 = \Delta \text{Output}_{t,t+1} - \Delta \text{Input}_{t,t+1}$$

Aus der Berechnungslogik zeigt sich, dass

- die Definition des Outputs ein wesentlicher Bestandteil der Ermittlung von Produktivitätsveränderungen ist; und
- die Berücksichtigung von zusätzlichen Inputs für neue Aufgaben, denen keine korrespondierenden messbaren Outputs gegenüberstehen, automatisch zu einer Verschlechterung der „berechneten“ Produktivität führt.

Im Folgenden diskutieren wir verschiedene Studien, die die Produktivitätsentwicklung in unterschiedlichen Ländern und Betrachtungszeiträumen untersuchen¹⁵ (d. h. eine 1:1 Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die heutige Situation in Deutschland muss nicht gegeben sein, aber die inhaltlichen Argumente können auch in der deutschen Diskussion Relevanz entfalten). Die Studien weisen mehrheitlich ein fallendes Produktivitätswachstum der Netzwirtschaft gegenüber der Gesamtwirtschaft über die Zeit aus. Die Gründe hierfür sind unterschiedlicher Natur; entsprechende Erklärungsansätze werden im Folgenden diskutiert.

Die Möglichkeiten für Produktivitätssteigerungen sinken typischerweise über die Zeit – es kommt aber auch stark auf die Ausgangslage an

Eine Studie zu den österreichischen Gasverteilnetzbetreibern aus dem Jahr 2019¹⁶ zeigt ein fallendes und seit 2011 negatives Produktivitätswachstum und deutet darauf hin, dass die Möglichkeiten für die technische Verbesserung abgenommen haben bzw. zu großen Teilen schon ausgereizt sind. Zu Anfang des

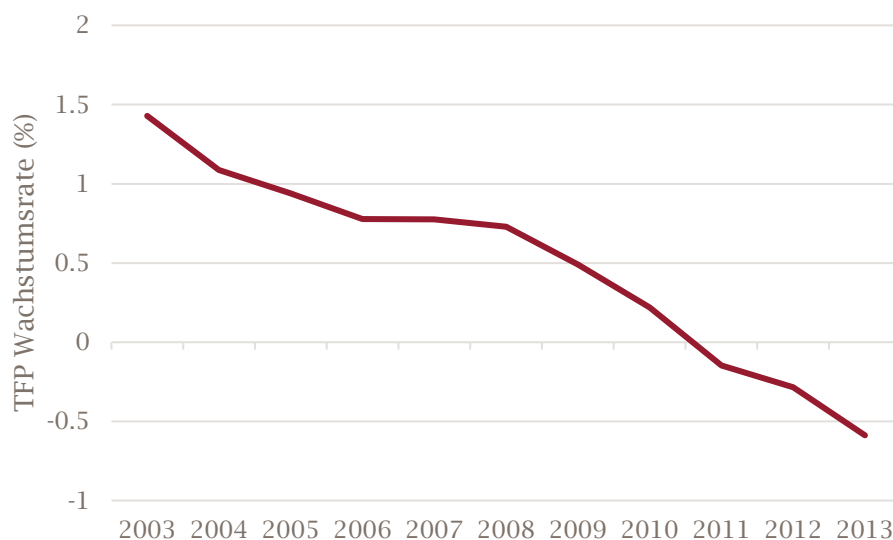
¹⁴ Die häufigsten Berechnungsmethoden zur Bestimmung der Produktivitätsveränderung stellt der Törnquist-Index und Malmquist-Index dar. Für eine detaillierte Darstellung siehe: Tim Coelli et al, An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis, Second Edition, Springer Verlag, 2005.

¹⁵ ANNEX A zeigt eine Übersicht der Studien. Die Auswahl bezieht sich auf Länder mit ähnlichen Regulierungssystemen wie in Deutschland (z. B. Österreich, Norwegen, UK, Australien) und solche, welche auch unterschiedliche Zeitperioden separat analysiert haben. Die Auswahl stellt dabei keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

¹⁶ Gugler, K., & Liebensteiner, M. (2019). Productivity growth and incentive regulation in Austria's gas distribution. Energy Policy, 1-15, 134, S. 8-9.

Betrachtungszeitraums haben österreichische Gasverteilnetzbetreiber noch größere Potentiale für Effizienzsteigerungen nutzen können. Dies ist auch ein Hinweis dafür, dass die Unternehmen (wie gehofft) auf die Regulierung mit Effizienzsteigerungen reagiert haben. Dieses Potential nahm allerdings über die Zeit ab, da im Zeitverlauf und nach einigen Jahren der Anreizregulierung (seit 2008) die Identifizierung und das Heben von Produktivitätspotentialen schwieriger wird (Abbildung 3).

Abbildung 3 Jährliche Wachstumsrate der Totalen Faktorproduktivität (TFP) in Gugler und Liebensteiner (2019)



Quelle: Frontier Economics basierend auf Gugler und Liebensteiner (2019, S.7).

Hinweis: Dargestellt sind die Ergebnisse für das durchschnittliche Unternehmen. Ein positiver (negativer) Wert für die TFP Wachstumsrate bedeutet einen Anstieg (Reduktion) der Produktivität.

Ein entgegengesetztes Ergebnis zeigt eine Studie zu den australischen Stromnetzbetreibern, welche seit 2014/2015 ein positives Produktivitätswachstum zeigt. Hier ist allerdings anzumerken, dass das positive Produktivitätswachstum im Anschluss an eine Phase ständig steigender operativer Kosten während der vorherigen zehn Jahre stattgefunden hat.¹⁷ Ein Grund für das positive Produktivitätswachstum bestand vermutlich auch darin, dass die regulatorischen Vorgaben zu Kostenoptimierungen verschärft wurden. Durch die laufenden Kostenanstiege in den Jahren zuvor gab es somit auch entsprechendes Produktivitätspotential, das von den Unternehmen in Australien gehoben werden konnte. Das Beispiel zeigt, dass diese Anreize für den „Abbau von Speck“ tatsächlich gewirkt haben.

¹⁷ Australian Energy Regulator. (2019, November). Annual Benchmarking Report. Electricity distribution network service providers, S. iii-v, 8, 18. Die Studie erklärt: „CitiPower, Powercor, United Energy and SA Power Networks have consistently been the most productive distribution service providers ... [T]hese service providers experienced a gradual decline in productivity over the decade from 2006. **This is primarily due to increasing operating costs as a result of new regulatory obligations, among other things.** However, there has since been a turnaround in productivity for these four firms from 2014.“

Der Investitionszyklus hat einen Einfluss auf das Produktivitätswachstum

Cheng, Bjorndal, Lien, Bjorndal¹⁸ führen anhand von Daten aus Norwegen an, dass die Produktivitätsentwicklung u. a. auch vom Investitionszyklus der betrachteten Unternehmen abhängen kann: Im Beispiel Norwegen hätten die Autoren aufgrund der Einführung einer „Yardstick“-Regulierung¹⁹ im Jahr 2007 mit einer stärkeren Produktivitätssteigerung in den Folgejahren gerechnet. Da jedoch die neue Regulierung mit einem neuen Investitionszyklus der Netzbetreiber in Norwegen zusammenfiel, war die sich in den Daten widerspiegelnde Produktivitätsentwicklung schwächer als ursprünglich erwartet.²⁰ Dies kann als ein Indiz dafür gewertet werden, dass ein starker Anstieg der Investitionen mit steigenden Betriebskosten verbunden ist, die nicht gänzlich durch Effizienzsteigerungen abgefangen werden können.

Interessant in diesem Zusammenhang ist auch eine Studie von Senyonga/Bergland²¹, welche eine steigende Produktivitätsentwicklung bei den Stromnetzen zwischen 2004 und 2012 in Norwegen feststellen. Das steht im Kontrast zu Cheng, Bjorndal, Lien, Bjorndal²².

Die Bandbreite der divergierenden Ergebnisse für das gleiche Land und ähnliche Zeiträume zeigen trotz der Verwendung gleicher Daten die große Unsicherheit der gewählten Modellspezifikation im Hinblick auf die Abbildung des Kapitalstocks und der mit diesem Kapitalstock einhergehenden Kapitalkosten. Während die eine Studie (Cheng, Bjorndal, Lien, Bjorndal) die Kapitalkosten der Unternehmen anhand von Abschreibungen und Kapitalrenditen abbildet und somit ein vollständiges Bild der Kosten reflektiert, exkludieren die Autoren der anderen Studie (Senyonga/Bergland) die Abschreibungen, da diese durch einen „Age Effect“ die Ergebnisse der Produktivitätsentwicklung nach unten verzerren können.²³

Fallende Energienachfrage wirkt typischerweise negativ auf das Produktivitätswachstum

Eine Studie von Gasverteilnetzbetreibern in Großbritannien führt regulatorische Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz als Grund für ein seit 2013/2014 fallendes Produktivitätswachstum der Netzwirtschaft an. Programme zur Energieeffizienz führen zu einer sinkenden Gasnachfrage (bei

¹⁸ Norwegian School of Economics, Cheng, X., Bjorndal, E., Lien, G., & Bjorndal, M. (2015, October). Productivity Development for Norwegian Electricity Distribution Companies 2004–2013.

¹⁹ Bei einer „Yardstick“-Regulierung üben Regulierungsbehörden Druck auf die regulierten Unternehmen aus, indem sie ihre regulierten Preise an der Kostenleistung vergleichbarer Unternehmen orientieren.

²⁰ Norwegian School of Economics, Cheng, X., Bjorndal, E., Lien, G., & Bjorndal, M. (2015, October). Productivity Development for Norwegian Electricity Distribution Companies 2004–2013, Section 5.2.

²¹ Senyonga, L., & Bergland, O. (2018). Impact of High-Powered Incentive Regulations on Efficiency and Productivity Growth of Norwegian Electricity Utilities. *The Energy Journal* 39(5), 231-255.

²² Norwegian School of Economics, Cheng, X., Bjorndal, E., Lien, G., & Bjorndal, M. (2015, October). Productivity Development for Norwegian Electricity Distribution Companies 2004–2013.

²³ Senyonga, L., & Bergland, O. (2018). Impact of High-Powered Incentive Regulations on Efficiency and Productivity Growth of Norwegian Electricity Utilities. *The Energy Journal* 39(5), 231-255, S. 241. Der Age Effect bedingt, dass ältere Netzbetreiber mit schon abgeschriebenen Netzinvestitionen relativ effizienter aussehen als Netzbetreiber, die erst vor kurzer Zeit Investitionen getätigt haben. Es ist anzumerken, dass **die Verwendung des Bruttoanlagevermögens als Inputfaktor für das Kapital in der aktuellen Berechnungslogik der BNetzA einen solchen Age Effect ausschließt.** In Abschnitt 3.4 besprechen wir das Thema Abschreibungen im Zusammenhang mit dem Xgen.

Beibehaltung der Netzauslegung für eine historisch höhere Nachfrage) und zum anderen ggf. zu Zusatzinvestitionen durch die Netzbetreiber, deren Nutzen sich nicht notwendigerweise in der gemessenen Produktivität widerspiegelt, da hierfür kein eigener Output definiert wird.²⁴

Zwei der untersuchten Studien zu den Stromverteilnetzen führen eine fallende Stromnachfrage als Grund für das schwache Produktivitätswachstum an. Zum einen fällt die Stromnachfrage aufgrund von Programmen zur Verbesserung der Energieeffizienz. Zum anderen haben hohe Energiepreise in der Vergangenheit zu einem Nachfragerückgang geführt.²⁵

Nachdem sie in den vergangenen Jahren rückläufig war, wird die Stromnachfrage in Deutschland perspektivisch im Zuge der Energiewende längerfristig ansteigen. Es ist aber davon auszugehen, dass die kommenden 10 bis 15 Jahre von einem starken Anstieg der Investitionen geprägt sein werden, die erst allmählich durch zusätzliche Nachfrage nach kWh oder entsprechende Einspeisungen zur Nutzung gebracht werden. Im Gasbereich wird es mittelfristig hingegen auch zu einem Absinken der Durchleitungsmengen in den Gasnetzen kommen (stark abhängig von der zukünftigen Energiepolitik im Wärmemarkt und dem Zeitpunkt des Kohleausstieges).²⁶

Das Aufgabenfeld der Netzbetreiber hat sich verändert

Eine Studie zu Gasverteilnetzbetreibern in Großbritannien zeigt, dass im Zuge der Energiewende die Energieeffizienz eine immer größere Rolle spielt, wodurch der Investitionsbedarf der Netzbetreiber steigt, ohne dass der Output grundlegend steigt.²⁷ Vom Netzbetreiber vorzunehmende Investitionen in die Energieeffizienz wirken sich nur dann positiv auf die gemessene Produktivität aus, wenn der damit verbunden Nutzen („Output“) ausreichend in der Produktivitätsberechnung berücksichtigt wird.

Drei weitere Studien zur Netzwirtschaft in Großbritannien, Kanada und Norwegen nennen als Grund für ein fallendes Produktivitätswachstum neue Aufgaben der Stromnetzbetreiber im Zuge der Energiewende. Vor allem die Integration intermittierender und dezentraler Erzeugung spielt eine Rolle, da diese zusätzliche Investitionen der Netzbetreiber bedingt, zunächst vor allem in zusätzliche Netzkapazität, aber auch um Netzflexibilität durch eine größere Digitalisierung der

²⁴ Ajayi, V., Anaya, K., & Pollitt, M. (2018, December). Productivity growth in electricity and gas networks since 1990. Report prepared for the Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). S. 2, 66, 67. Die Studie weist darauf hin, dass sich eine Betrachtung der Servicequalität im Allgemeinen positiv auf die gemessene Produktivität auswirken würde und dem negativen Produktivitätseffekt durch den Nachfragerückgang entgegenwirken könnte. Als weitere mögliche Gründe werden Investitionen in immaterielle Anlagen, sowie besseres Management und Stakeholder-Beziehungen angeführt, die gleichermaßen keine direkten Effekte auf den Produktivitätsindex haben.

²⁵ Dimitropoulos, D., & Yatchew, A. (2017). Is Productivity Growth in Electricity Distribution Negative? An Empirical Analysis Using Ontario Data. *The Energy Journal*, 38(2), 175–200, S. 196. Wir weisen darauf hin, dass für die Netzbetreiber vor allem die Netzdurchsatzmenge relevant ist. Die Netzdurchsatzmenge hängt stark mit der allgemeinen Stromnachfrage zusammen, allerdings tendieren die beiden Größen perspektivisch aufgrund eines immer höheren Anteils an Eigenverbrauch auseinander.

²⁶ Der Koalitionsvertrag der „Ampel“-Koalition sieht vor, dass bis 1. Januar 2025 jede neu eingebaute Heizung mit 65 % erneuerbaren Energien betrieben werden soll und der Betrieb der Gas-Infrastruktur (Kraftwerke und Gasleitungen) über das Jahr 2045 hinaus nur noch mit nicht-fossilen Brennstoffen fortgesetzt werden wird (S. 65).

²⁷ Ajayi, V., Anaya, K., & Pollitt, M. (2018, December). Productivity growth in electricity and gas networks since 1990. Report prepared for the Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). S. 66-67.

Netze zu erreichen.²⁸ Diese Investitionen unterstützen langfristig die Energiewende, übersetzen sich während einer Übergangsphase aber (noch) nicht in eine verbesserte Produktivität.²⁹

Diese Erkenntnis ist für die heutige Situation in der deutschen Netzindustrie relevant, da Stromnetzbetreiber zum Beispiel eine höhere Netzkapazität und -flexibilität bereitstellen müssen, um intermittierende Erzeugung zu integrieren. Die Integration intermittierender Erzeugung schlägt sich nur dann in der Produktivität nieder, wenn dem gemessenen höheren Input (und mithin Kosten) auch ein entsprechender messbarer Output gegenübersteht. Die Definition eines solchen messbaren Outputs (z. B. Beitrag zur Klimaneutralität) kann allerdings für empirische Studien herausfordernd sein, auch weil sich die Effizienzsteigerung vor allem im Gesamtsystem, aber nicht auf der Ebene der einzelnen Netzbetreiber bemerkbar macht. In Abschnitt 4 besprechen wir die neuen Anforderungen für deutsche Netzbetreiber, die sich durch notwendige Investitionen in neue Anlagen, der Notwendigkeit für Innovation und auch in der Übernahme von neuen Aufgaben zeigen.

2.3 Schlussfolgerungen für die künftige Festlegung von Xgen in Deutschland

Der Blick ins Ausland und die Sichtung der empirischen Studien sowie die angeführten konzeptionellen Überlegungen zeigen die folgenden Punkte, die in derselben Weise auch in Deutschland wirken:

- **Anreizregulierung wirkt und Produktivitätssteigerungen durch bereits effiziente Unternehmen werden im Laufe der Zeit immer schwieriger:** Sowohl theoretische Überlegungen als auch empirische Ergebnisse aus dem Ausland zeigen, dass mit der Dauer der Anreizregulierung die Möglichkeiten zur Produktivitätssteigerung im Normalfall abnehmen sollten. Der „Speck“, der bei Einführung der Anreizregulierung noch vorhanden war, wird im Laufe der Zeit durch die Anstrengungen der Unternehmen einfach weniger. Produktivitätssteigerungen nach Einführung der Anreizregulierung sind somit tendenziell kein guter Schätzer der künftigen Produktivitätssteigerungen in einem eingeschwungenen Zustand der Anreizregulierung.
- **Investitionszyklus kann sich negativ auf gemessene Produktivität der Energienetze auswirken:** Ein neuer Investitionszyklus wirkt sich ohne Datenbereinigung tendenziell negativ auf die ermittelte Produktivität aus, wenn dem höheren Input (Investitionen) kein korrespondierender Output (z. B. für neue Aufgaben oder Komplexitäten) bei der Berechnung gegenübersteht. Damit ist es wichtig, zu berücksichtigen, wo man sich im Investitionszyklus befindet. Dies ist in zweierlei Hinsicht wichtig:
 - Für die Frage, wie historische Daten zu interpretieren sind;

²⁸ Ajayi, V., Anaya, K., & Pollitt, M. (2018, December). Productivity growth in electricity and gas networks since 1990. Report prepared for the Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). S. 67.

²⁹ Dimitropoulos, D., & Yatchew, A. (2017). Is Productivity Growth in Electricity Distribution Negative? An Empirical Analysis Using Ontario Data. *The Energy Journal*, 38(2), 175–200, S. 196-197. Norwegian School of Economics, Cheng, X., Bjorndal, E., Lien, G., & Bjorndal, M. (2015, October). Productivity Development for Norwegian Electricity Distribution Companies 2004–2013, Section 5.2.

- Für die Frage, was für die zukünftige Entwicklung zu erwarten ist.

Umfasst historische Daten z. B. keinen Investitionszyklus, aber ist für die Zukunft eine Investitionswelle zu erwarten, dann dürften historische Produktivitätsdaten systematisch die zukünftig tatsächlich erzielbare Produktivität überschätzen.

Als Beispiel kann hier die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen angeführt werden, wenn die damit verbundenen Investitionskosten im Netz zwar als Input (und Kosten) eingehen, aber sich bei den Outputs nicht entsprechend widerspiegeln, da hier nur nachgefragte Energie (aber zum Beispiel nicht die komplexere Struktur aus Einspeisung oder Entnahme oder Veränderung bei Transportdistanzen) herangezogen wird. Gemessene negative Produktivitätsentwicklungen sollten in diesem Fall nicht derart interpretiert werden, dass die Unternehmen keine Anstrengungen zu Produktivitätsverbesserungen machen würden bzw. die Anreizregulierung nicht wirkt.³⁰

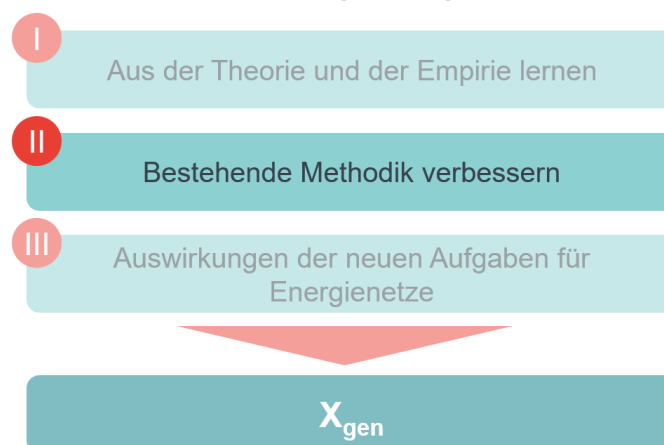
- **Neue Aufgaben können sich negativ auf gemessene Produktivität der Energienetze auswirken:** Die ausgewerteten Studien zeigen, dass ein Grund für negative Produktivitätsentwicklungen auch in der Übernahme von neuen Aufgaben durch die Energienetze liegt. Der Fall ist hier vergleichbar mit der Wirkung des Investitionszyklus. Die Kosten zur Erbringung der neuen Aufgaben fließen zwar in die Inputs ein, allerdings finden sich bei den Outputs (noch) keine korrespondierenden messbaren Größen. Es gilt hier: Häufig besteht die Schwierigkeit, diese neuen Aufgaben outputseitig adäquat zu messen. Negative Produktivitätsentwicklungen sollten deshalb nicht derart interpretiert werden, dass die Unternehmen keine Anstrengungen zur optimalen Erfüllung der neuen Aufgaben machen.
- **Einstandspreisentwicklung zwischen Gesamtwirtschaft und Energienetzen sollte tendenziell ähnlich sein:** Theoretische Überlegungen sprechen dafür, dass die Einstandspreisentwicklung für Energienetze nicht systematisch von der Gesamtwirtschaft unterschiedlich sein sollte. Es ist nicht davon auszugehen, dass sich Einstandspreissteigerungen zwischen den Sektoren im langfristigen Gleichgewicht unterscheiden.

³⁰ Ähnliche Effekte haben auch bereits in den vergangenen Jahren gewirkt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mit dem verstärkten Fokus auf den Klimaschutz (Stichwort: Klimaneutralitätsnetz) die bisherigen Entwicklungen deutlich in den Schatten gestellt werden (müssen).

3 HERAUSFORDERUNGEN BEI DER BERECHNUNG DES XGEN FÜR DIE 4. REGULIERUNGSPERIODE

In diesem Abschnitt betrachten wir ausgewählte Fragestellungen zur praktischen Berechnung des Xgen. Wir orientieren uns dabei an der Vorgehensweise der Bundesnetzagentur zur Xgen-Ermittlung für die 3. Regulierungsperiode³¹ und diskutieren mögliche Weiterentwicklungen für die kommende 4. Regulierungsperiode. Auch bei anderen regulatorischen Themen (z. B. Effizienzvergleich) hat sich gezeigt, dass es angebracht ist, die angewandte Methodik im Zeitverlauf weiter zu überprüfen und ggf. neue Sachverhalte mit in Betracht zu ziehen.

Abbildung 4 Praktische Berechnung des Xgen



Quelle: Frontier Economics

3.1 Zusammenhang von Stützintervall und impliziter Ansatz von Produktivitätstrends

Problemstellung

Wie in Abschnitt 2.2 aufgezeigt, lässt sich in verschiedenen empirischen Studien ein im Zeitverlauf tendenziell abnehmender Trend bei der Produktivitätsentwicklung der Energienetze beobachten. Bei Verwendung eines vergleichsweise langen Stützintervalls, auf den die Produktivitätsschätzung aufbaut, besteht somit das Risiko einer Überschätzung der tatsächlichen aktuellen (für die 4. Regulierungsperiode verbleibenden) Produktivitätsmöglichkeiten im Netzsektor.

³¹ Vgl. hierzu im Folgenden die BNetzA-Beschlüsse BK4-17-0093 (Gas) und BK4-18-0056 (Strom) für die 3. Regulierungsperiode.

Diskussion

Die Frage des Stützintervalls beim Törnquist-Index wurde im Rahmen der Festlegungen des Xgen für die 3. Regulierungsperiode Strom und Gas eingehend thematisiert³².

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die Qualität und Aussagekraft der Schätzergebnisse bei der Törnquist-Methode maßgeblich von der Abwägung zweier Aspekte determiniert ist:

- **Robustheit des Stützintervalls** – Wie viele repräsentative Jahre gehen in die Schätzung ein, um robust gegenüber Sondereffekten (u. a. Abdeckung eines vollen Konjunkturzyklus) sowie Messfehlern zu sein;
- **Repräsentativität des Stützintervalls** – Wie stark kann davon ausgegangen werden, dass die in der Vergangenheit erzielte Produktivitätsentwicklung eine gute Prognose für die Zukunft darstellt, weil bspw. die Bedingungen im Betrachtungszeitraum dem Zeitraum ähneln, für den die Produktivität geschätzt wird.

Im Fall, dass die bisherigen Rahmenbedingungen im betrachteten Sektor denen der Zukunft entsprechen, wird die Verwendung eines vergleichsweise langen Stützintervalls im Grundsatz beiden Aspekten gerecht. Wenn sich jedoch im betrachteten Sektor ein Strukturbruch – wie beispielsweise die Energiewende – abzeichnet, ist es fraglich, ob von einem vergleichsweise langen Zeitintervall repräsentative Schätzergebnisse zu erwarten sind. Vielmehr sollte in diesem Fall, die jüngere Vergangenheit eine höhere Repräsentativität bieten, wenn davon auszugehen ist, dass diese einen besseren Schätzer für die Zukunft darstellt.³³

Die methodische Frage, ob nicht die jüngere Vergangenheit bei der Berechnung ein höheres Gewicht als die fernere Vergangenheit erhalten sollte, stellt sich nicht nur beim Törnquist-Ansatz, sondern analog auch bei der Xgen-Ermittlung mittels Malmquist-Ansatz.

DAS JAHR 2020 MIT COVID-19-EFFEKTEN ALS SONDERFALL?

Es stellt sich die Frage, inwiefern die Auswirkungen der COVID-19 Pandemie, die die Welt im Jahr 2020 auch wirtschaftlich massiv getroffen haben, einer besonderen Behandlung im Rahmen der Festlegung für den Xgen in der 4. Regulierungsperiode bedürfen. In anderen Worten: Sind die Auswirkungen durch die Pandemie im Jahr 2020 (und ggf. darüber hinaus) als „normale“ konjunkturelle Entwicklung in einem Konjunkturzyklus zu klassifizieren oder handelt es sich hierbei um ein außerordentliches Sonderereignis?

Die Auswirkungen der Pandemie auf die Bestimmung des Xgen als doppeltes Differential zwischen Gesamt- und Netzwirtschaft sind vielschichtig. Während die Gesamtwirtschaft durch eine deutliche Reduktion der Produktivität als auch der

³² Auf eine Auflistung der verschiedenen Argumente soll an dieser Stelle verzichtet werden; vielmehr soll der Frage nachgegangen werden, ob neue Entwicklungen bei den Energieverteilnetzen Argumente dafür liefern, die bestehende Vorgehensweise zu adaptieren.

³³ Die Frage, ob die jüngere Vergangenheit einen besseren Schätzer für die Zukunft darstellt, wird bspw. auch in der Regulierungsentscheidung für Großbritannien diskutiert, siehe CEPA (2020): RIIO-GD2 and T2: Cost Assessment – Advice on Frontier Shift policy for Final Determinations.

Einstandspreise im Jahr 2020 durch Covid-19 massiv betroffen war, sind die Implikationen für die Energienetze – sei es im Strom- oder Gasbereich – weniger offensichtlich.

Auch bei den Energienetzen wird sich die rückläufige Nachfrage nach Strom/Gas negativ auf den Output auswirken und somit einen negativen Effekt auf die Produktivität haben. Wir würden allerdings davon ausgehen, dass dieser Rückgang geringer als bei der gesamtwirtschaftlichen Produktivität ausfällt. Bei den Inputpreisen der Netzsektoren ist von einem Rückgang auszugehen, der gleichfalls geringer sein sollte als für die Gesamtwirtschaft. Beispielweise waren für die Reduktion der Einstandspreise in der Gesamtwirtschaft die durch die Rezessionsangst bedingten fallenden Energiepreise ein wesentlicher Treiber, der bei den Energienetzen nicht derart stark durchschlägt.

Da das Xgen für die gesamte Regulierungsperiode konstant bleibt, ist es besonders wichtig, dass die Differentiale der Produktivität und Einstandspreise nicht durch „Sondereffekte“ verzerrt werden und somit für die Zukunft (nächste Regulierungsperiode, also im Strombereich bis zum Jahr 2028, im Gasbereich bis 2027) auch repräsentativ sind. Eine eingehende Analyse der möglichen Verzerrungen aus dem „Sondereffekt Covid-19“ auf das Jahr 2020 ist somit grundsätzlich angebracht. Im Besonderen gilt es hierbei zu bedenken, dass das Jahr 2020 das Basisjahr für die 4. Regulierungsperiode der Gasverteilnetze darstellt.³⁴

Empfehlung für die Ermittlung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode

Vor dem Hintergrund des im nachfolgenden Kapitel beschriebenen erwarteten Umbruchs bei den Energienetzen (bei Stromnetzen ist ein verstärkter Um- und Ausbau, bei Gasnetzen eine teilweise Umwidmung aber auch langfristige Stilllegung zu erwarten) und den damit verbunden neuen Aufgaben und Investitionen, würde es sich konkret anbieten, den letzten Jahren, die in die Schätzung eingehen, ein höheres Gewicht beizumessen als den Anfangsjahren.³⁵

Für Xgen Gas ist zudem zu hinterfragen, ob Anreizmechanismen, die auf dauerhafte Entwicklung von Netzen ausgelegt sind, auf „auslaufende“ Netze überhaupt noch oder mit Einschränkungen anwendbar sind. Dies würde vermutlich die Robustheit des Stützintervalls beim Törnquist (wenn überhaupt) nur in einem sehr geringen Umfang tangieren. Bei einem genauso langen Stützintervall wie bisher und einer entsprechend höheren Gewichtung der jüngeren Vergangenheit wäre somit gewährleistet, dass weiterhin alle Jahre des Intervalls Einfluss auf die Ergebnisse hätten, wenn auch nicht mehr zu gleichen Anteilen. Gleichzeitig wird bei diesem Ansatz die Repräsentativität des Stützintervalls insgesamt deutlich erhöht. Zukünftige Entwicklungen, die sich bereits in den Jahren der jüngsten Vergangenheit abzeichnen, können somit besser erfasst werden als bei einer Gleichgewichtung aller Jahre des (längeren) Stützintervalls. Dieser stärker zukunftsgerichtete Ansatz ist zudem eine in der Praxis vergleichsweise einfache

³⁴ Bei der Ermittlung der Produktivität mittels Malmquist-Index wird für eine Regulierungsperiode ausschließlich auf das Basisjahr abgestellt. Wenn die entsprechenden Daten verzerrt sind, hätte dies ggf. gravierende Auswirkungen auf die Berechnungen.

³⁵ Um methodische Konsistenz zu wahren, müsste diese Vorgehensweise bei allen Einzelgrößen des Xgen angewandt werden, dementsprechend also auch bei den Inputpreisen.

umsetzbare Möglichkeit, den neuen Rahmenbedingungen auf den Energienetzen besser gerecht zu werden.

Bei der Ermittlung des Xgen mittels Malmquist-Index wurde in der 3. Regulierungsperiode (RP) auf Kostendaten der ersten drei Effizienzvergleiche zurückgegriffen, die jeweils für das Basisjahr der betreffenden Periode vorlagen. Bei der Berechnung wurden dann jeweils zwei Perioden miteinander verglichen, d. h. RP1 vs. RP2 und RP2 vs. RP3, und zur Ableitung eines finalen Wertes wurden Durchschnitte über die verschiedenen Spezifikationen berechnet. Auch hier ist zu prüfen, ob einem Vergleich von RP1 vs. RP2 für die Zukunft noch eine besondere Aussagekraft beigemessen werden soll und inwieweit späteren Regulierungsperioden bzw. deren Effizienzvergleichen ein höheres Gewicht zugewiesen werden könnte.

3.2 Produktivitätsermittlung – Sachgerechte Abbildung der Outputs

Problemstellung

Produktivität im ökonomischen Sinne wird durch das Verhältnis zwischen Output und Input definiert. Das heißt, es wird dabei die Frage gestellt, wie viel Input (z. B. Stunden oder Euro) notwendig ist, um einen bestimmten Output (z. B. TWh Durchleitung oder Umsatzerlöse in Euro) zu produzieren. Aus dieser Definition ergibt sich, dass die sachgerechte Definition der Outputs sowie der Inputs einen wesentlichen Faktor für die gemessene Produktivität darstellt.

Diskussion

Bei der Messung der Produktivitätsentwicklung mittels Törnquist-Index wird sowohl auf der Output- wie auch Inputseite auf reine Mengengrößen abgestellt. Insofern dies nicht direkt möglich ist und eine in Frage kommende Größe neben Mengen- auch Preiskomponenten beinhaltet, ist es notwendig, eine Korrektur der Preisentwicklungen vorzunehmen (Deflationierung). Dies ist erforderlich, da ansonsten Preisentwicklungen fälschlicherweise als Produktivitätsentwicklungen interpretiert werden und dadurch die Ergebnisse entsprechend verzerrt sind.

Bei den Xgen-Entscheidungen der BNetzA zur 3. Regulierungsperiode der Strom- und Gasnetze wurde jeweils auf den Bruttoproduktionswert als Outputparameter zurückgegriffen. Dieser basierte auf der Summe der von Netzbetreibern abgefragten Umsatzerlösen, Bestandsveränderungen und aktivierten Eigenleistungen. Die Umsatzerlöse als bedeutendster Parameter wurden in beiden Fällen auf Basis der durchschnittlichen Netzentgelte unter Rückgriff auf Daten des Monitoringberichts der BNetzA deflationiert, wobei nach Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden differenziert wurde.

Es muss somit sichergestellt werden, dass die deflationierten Umsatzerlöse einen sachgerechten Schätzer für die Mengenentwicklung der Outputs darstellen. Wir verstehen, dass dies für die Berechnung des Xgen für Strom für die 3. Regulierungsperiode ggf. nicht ausreichend der Fall war (Abbildung 5). Die folgende Textbox zeigt ein Fallbeispiel aus den Niederlanden, in dem der

Outputindex gleichfalls auf Netzentgelten beruht, diese aber granularer mit einer stärkeren Differenzierung nach den verschiedenen Netzebenen abbildet.

FALLBEISPIEL NIEDERLANDE: COMPOSITE OUTPUT

Der X-Faktor im niederländischen Yardstick-Anreizregulierungssystem für die Energienetzbetreiber wird durch die Regulierungsbehörde ACM in einem mehrstufigen Verfahren abgeleitet. Kernelement des Regulierungsansatzes ist der sogenannte „Composite Output“ als Maßeinheit und Vergleichsparameter für die Leistung der Netzbetreiber.

Dieser ergibt sich aus den gewichteten Durchschnittstarifen der einzelnen Netzbetreiber für deren Outputparameter (beispielhaft genannt für die Stromverteilnetze seien die Kapazität der Anschlüsse (in kW), die Menge des verteilten Stroms (in kWh) und die Anzahl der Kunden). Die Berechnung des „Composite Output“ erfolgt auf einer vergleichsweise granularen Berücksichtigung der Netzebenen: So wird bei den Stromverteilnetzen nach fünf Spannungsebenen differenziert.

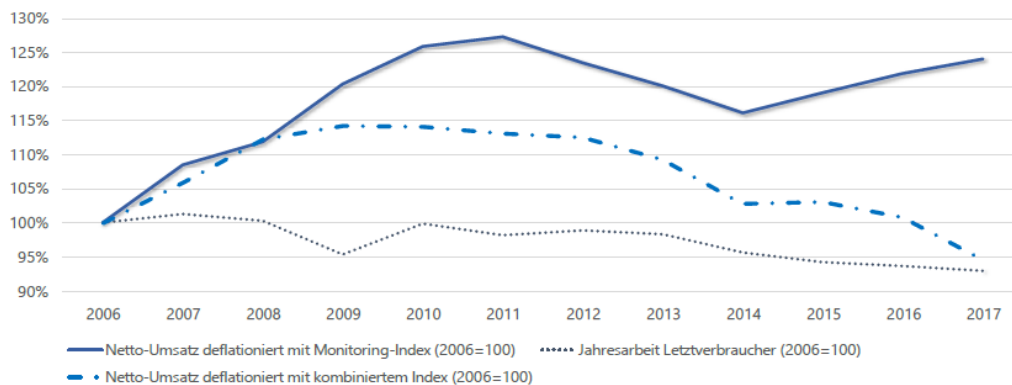
Die auf diese Weise ermittelten Tarife des Branchendurchschnitts werden dann mit den tatsächlich erbrachten (abrechnungsrelevanten) Mengen jedes einzelnen Netzbetreibers multipliziert, um die spezifischen Erlöse je Netzbetreiber abzuleiten.³⁶

Wie sich in Abbildung 5 zeigt, ist die elektrische Jahresarbeit der Letztverbraucher in Deutschland über den Zeitraum 2006-2017 nach einem kleinen Anstieg zu Beginn kontinuierlich fallend und sinkt im Jahr 2017 unter das Niveau von 2006, wohingegen die in der Festlegung verwendeten deflationierten Umsatzerlöse (gemäß Monitoring-Index) im Zeitraum deutlich ansteigen. Bei einer Deflationierung der Umsatzerlöse mit einem modifizierten (kombinierten) Index, der alle Netzebenen abbildet und sich bspw. stärker an der Logik des Outputindex in den Niederlanden orientiert, kann der Verlauf der Jahresarbeit weitaus besser nachgebildet werden.³⁷

³⁶ Das „Composite Output“ ist durch das Abstellen auf den Branchendurchschnitt durch den einzelnen Netzbetreiber nicht beeinflussbar und somit exogen, was dem Wesen der Yardstick-Regulierung entspricht.

³⁷ Vgl. E-Bridge (2021): Gutachten zur Frage einer sachgerechten Indizierung des Bruttoproduktionswertes im Xgen Strom. Im Rahmen dieser Studie zur Verfügung gestellt durch die E.ON.

Abbildung 5 Vergleich deflationierte Umsatzerlöse mit der Jahresarbeit Letztverbraucher



Quelle: E-Bridge (2021), S. IV.

Empfehlung für die Ermittlung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode

Eine Möglichkeit zur Weiterentwicklung des bisherigen Ansatzes der Bundesnetzagentur zur Bestimmung des Outputs für den Törnquist-Index besteht darin, die Deflationierung der Umsatzerlöse mittels eines stärker granularen Netzentgeltindex (wie er beispielsweise in den Niederlanden zur Anwendung gelangt) vorzunehmen. In ähnlicher Art und Weise wäre auch für die anderen Output- und Inputgrößen, die einer Deflationierung bedürfen, zu untersuchen, inwiefern nicht in der Zwischenzeit hierfür vorteilhaftere Indizes für die Ableitung von Mengengerüsten zur Verfügung stehen. Diese müssten natürlich weit genug in die Vergangenheit reichen, um auch Steigerungen aus den Differenzialen ausrechnen zu können.

3.3 Möglichkeit des Vergleichs der Einstandspreisentwicklung zwischen Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft nutzen

Problemstellung

Bei der Berechnung des „Xgen“ geht nicht nur das Produktivitätsdifferential zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft ein, sondern auch das dazu korrespondierende Einstandspreisdifferential. Dabei gilt: Je niedriger die Einstandspreisentwicklung in der Netzwirtschaft im Vergleich zur Gesamtwirtschaft, desto höher fällt der Xgen aus (d. h. desto höher sind die Anforderungen an die Netzbetreiber).

Aus theoretischen Überlegungen kann argumentiert werden, dass im langfristigen Gleichgewicht die Einstandspreisentwicklung zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft ähnlich verlaufen sollten (vgl. Abschnitt 2.1). Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund ist es geboten, im Rahmen der Festlegung beide Größen einander gegenüberzustellen und zu analysieren,

- ob es signifikante Abweichungen gibt;

- worauf diese zurück zu führen sind; und
- inwieweit eine Korrektur erforderlich erscheint.

Diskussion

Aus methodischer Sicht spricht im Grundsatz nichts gegen den aktuell angewendeten Rückgriff auf die Residualbetrachtung, um die Produktivitäts- und Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft gemeinschaftlich abzubilden (siehe Exkursbox). Dieses Vorgehen wurde auch gerichtlich im Rahmen der Verhandlungen zum Xgen Gas bestätigt.

EXKURS: LOGIK DER RESIDUALBETRACHTUNG

In § 9 ARegV ist die Logik zur Ermittlung des Xgen in der deutschen Regulierungspraxis dargelegt. Danach ist dieser aus der (doppelten) Differenzialbetrachtung zwischen Produktivitätsfortschritt (*TFP*) und Einstandspreisentwicklung (*IP*) der sowie Netz und Gesamtwirtschaft (*GW*) zu ermitteln:

$$Xgen_t = (\Delta TFP_t^{Netz} - \Delta TFP_t^{GW}) + (\Delta IP_t^{GW} - \Delta IP_t^{Netz}).$$

In einer wettbewerblich organisierten Volkswirtschaft wie der deutschen kann grundsätzlich angenommen werden, dass einerseits der Produktivitätsfortschritt dem technischen Fortschritt (*TF*) und andererseits die Entwicklung der Outputpreise (gemessen durch den *VPI*) dem Differential aus Einstandspreisen und technologischen Fortschritts entspricht:

$$VPI_t = \Delta IP_t^{GW} - \Delta TF_t^{GW} \leftrightarrow \Delta IP_t^{GW} = VPI_t + \Delta TF_t^{GW}.$$

Verwendet man diese Zusammenhänge in der obigen Xgen-Formel, reduziert sich diese und es sind folglich nunmehr nur noch drei Parameter zu bestimmen:

$$Xgen_t = (\Delta TF_t^{Netz} - \Delta IP_t^{Netz}) + VPI_t. ³⁸$$

Da aufgrund der Residualbetrachtung die Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft nicht explizit ermittelt wird, muss man diese entsprechend aus dem Verbraucherpreisindex („VPI“) „herausrechnen“. Dieses „Herausrechnen“ ermöglicht es, zusätzliche Informationen zu generieren und zu nutzen, die zur Plausibilisierung von Ergebnissen herangezogen werden können. So ist es beispielsweise möglich, die implizit abgeleitete Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft mit der im Rahmen des Törnquist-Ansatzes ermittelten Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft zu vergleichen. Diese Vergleichsrechnungen sind wichtig, um die Robustheit der gewählten Vorgehensweise sowie der Einstandspreisdifferenziale über die Zeit zu verifizieren. Wir zeigen dies im Folgenden am Beispiel der Festlegung des Xgen Gas zur dritten Regulierungsperiode.

Gemäß der Residualbetrachtung entspricht in einer wettbewerblich organisierten Gesamtwirtschaft die Outputpreisentwicklung (gemessen durch den *VPI*) der Einstandspreisentwicklung (*IP*) abzüglich der Produktivitätsentwicklung (*TFP*):

³⁸ Für weitere Details siehe WIK (2017) „Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors“, S. 42 ff.

$$VPI = IP - TFP.$$

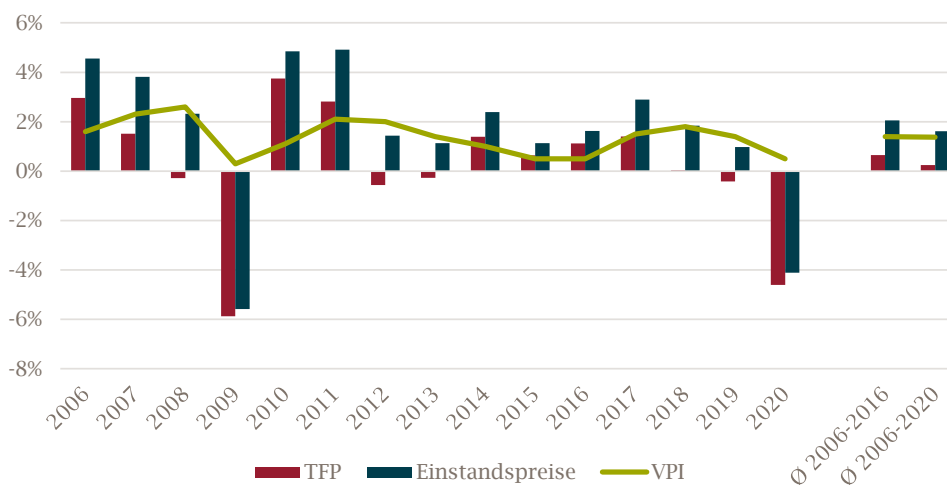
Umgekehrt formuliert: Addiert man zum angesetzten VPI die gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung für die entsprechende Periode hinzu, erhält man *ceteris paribus* die Einstandspreisentwicklung in der Gesamtwirtschaft:

$$IP = VPI + TFP.$$

Als Maß für die Produktivitätsentwicklung greifen wir im Folgenden auf Schätzungen aus dem AMECO-Datensatz der EU-Kommission zurück.³⁹

Abbildung 6 stellt die Ergebnisse dieser Rechnungen dar. Die jährliche Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft schwankt zwischen den Jahren mitunter stark. Für die meisten Jahre bewegt sie sich im positiven Bereich, wobei sie in den Jahren 2009 und 2020 auch deutlich negative Werte aufweist, die maßgeblich durch die Auswirkungen der Finanzkrise (2009) und der Covid-19 Pandemie (2020) zu erklären sind.⁴⁰ Für das relevante Stützintervall 2006-2016 beim Törnquist-Ansatz in der 3. Regulierungsperiode der Gasnetzbetreiber beträgt die durchschnittliche Veränderungsrate der Inputpreise der Gesamtwirtschaft 2,06 % pro Jahr.

Abbildung 6 Residualansatz – Auftrennung in gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung (TFP) und Einstandspreise auf Basis des VPI



Quelle: Frontier Economics

Um zu verifizieren, ob der implizit abgeleitete Wert der Einstandspreisentwicklung für die Gesamtwirtschaft durch eine explizite Ermittlung nachvollzogen werden kann, stellen wir eine Vergleichsanalyse auf Basis von Daten des statistischen Bundesamtes (Destatis) an. Hierzu approximieren wir für die Periode 2006-2016:

³⁹ Der AMECO-Datensatz ist hier nur als eine mögliche Quelle für die TFP-Entwicklung der deutschen Gesamtwirtschaft zu sehen. Alternative Quellen wie der EU KLEMS Datensatz weisen jedoch nur marginal differierende Werte aus.

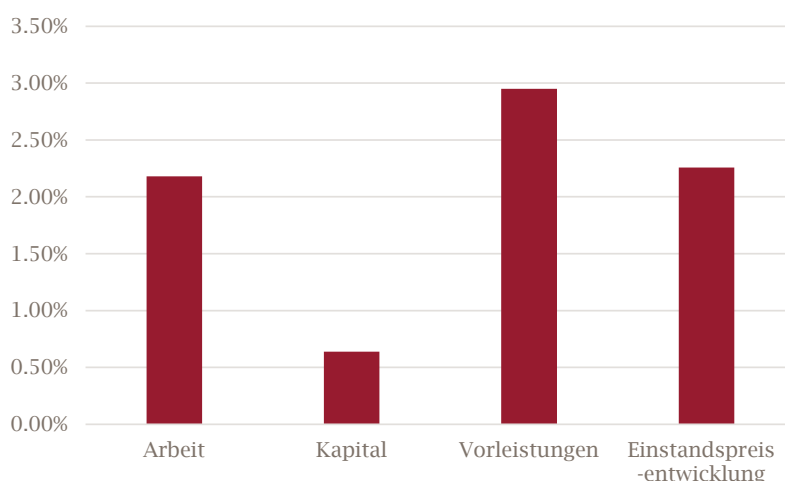
⁴⁰ Ursächlich hierfür sind negative Werte für die TFP-Entwicklung in den beiden betreffenden Jahren, die die VPI-Entwicklung deutlich übersteigen und die Einstandspreisentwicklung als Residualgröße entsprechend nach unten ziehen.

- **Arbeit** über die Arbeitnehmerentgelte je geleisteter Arbeitnehmerstunde (mit einem Gewicht von 30 % für die Berechnung),
- **Kapital** über den Erzeugerpreisindex für Investitionsgüter (mit einem Gewicht von 20 %), und
- **Vorleistungen** über einen gesamtwirtschaftlichen Vorleistungsindex von Destatis (mit einem Gewicht von 50 %).

Das Gewichtungsschema entspricht im Durchschnitt den Anteilen der jeweiligen Produktionsfaktoren am Produktionswert.

Abbildung 7 stellt die so ermittelte Einstandspreisermittlung sowie die jeweiligen Einzelindizes dar. Wie sich zeigt, ergibt sich in Summe eine Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft in Höhe von 2,26 %, welche leicht über dem zuvor implizit ermittelten Wert von 2,06 % liegt. Die beiden Werte liegen (für die angesetzte Gewichtung) recht nahe beieinander, was auch die Anwendung des Residualansatzes stützt.

Abbildung 7 Einzelindizes der Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft für den Zeitraum 2006-2016



Quelle: Frontier Economics

Vergleicht man allerdings die Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft für die 3. Regulierungsperiode mit denen der Gasnetzbetreiber (0,35 % p. a.) und der Stromnetzbetreiber (0,42 % p. a.) so kann hier eine deutliche Abweichung der Einstandspreisentwicklung festgestellt werden (um den Faktor 5 bis 6). Wenn davon auszugehen ist, dass im Gleichgewicht die Einstandspreisentwicklung zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft nicht zu stark voneinander abweichen sollte, dann ist dieser Unterschied überraschend und aufklärungsbedürftig.

Empfehlung für die Ermittlung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode

Für die Ermittlung des Xgen in der 4. Regulierungsperiode empfehlen wir, alle verfügbaren Informationen des Residualansatzes zu verwenden. Dies heißt:

- Die Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft „herauszurechnen“;

- die Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft mit (gewichteten) Teilindizes der Gesamtwirtschaft abgleichen und plausibilisieren; und
- die Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft mit der der Netzwirtschaft vergleichen.

Ein deutliches Delta der beiden Größen ist einer abschließenden Prüfung zuzuführen. Wenn hierfür keine plausible ökonomische Erklärung gefunden wird, ist eine Korrektur erforderlich. Denn es ist davon auszugehen, dass langfristig die Einstandspreisentwicklung zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft nicht zu stark voneinander abweichen.

3.4 Möglichkeiten zum Vergleich der Einstandspreisentwicklung innerhalb der Netzwirtschaft nutzen

Problemstellung

Im Jahr 2018 lag die im Rahmen der Festlegung des Xgen für die 3. Regulierungsperiode ermittelte Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft (die mit Blick auf den Faktor Kapital auf Basis Tagesneuwerte nach § 6a der Gas- und Stromnetzentgeltverordnung erfolgt) auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau: Die zugrunde gelegte Einstandspreisentwicklung bei den Gasnetzen wurde mit 0,35 % p. a. und bei den Stromnetzen 0,42 % p. a. abgeschätzt.

Grundsätzlich gilt auch hier, dass die herangezogenen Werte einer Plausibilisierung mit verwandten Indizes unterzogen werden und deutliche Abweichungen kritisch zu hinterfragen sind. Dies gilt sowohl in Bezug auf deren absolute Höhe als auch auf den zeitlichen Verlauf. Andernfalls besteht das Risiko einer fehlerhaften Ermittlung der Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft – mit entsprechend negativen Auswirkungen auf die Robustheit der Festlegung des Xgen.

Diskussion

Der Rückgriff auf Unternehmensdaten als Ausgangspunkt bei der Ermittlung der Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft ist im Grundsatz sinnvoll. Dabei ist es allerdings essentiell, dass die verwendeten Daten einer entsprechenden Plausibilitätsprüfung unterzogen werden, um sicherzustellen, dass diese richtig ermittelt und eingesetzt werden. So ist zu bedenken, dass die Kostengewichte, die den einzelnen Größen zugewiesen werden, von großer Bedeutung für ein sachgerechtes Endergebnis sind.

Eine stark naheliegende Möglichkeit der Plausibilitätsprüfung für die Einstandspreise im Netzsektor – neben dem zuvor dargestellten Gegenüberstellen mit Indizes der Gesamtwirtschaft – ist ein Vergleich mit anderen sektorspezifischen Indizes. Dies kann beispielhaft anhand des Arbeitspreisindizes beim Faktor Arbeit sowie für die Abschreibungen beim Faktor Kapital dargestellt werden.

Faktor Arbeit

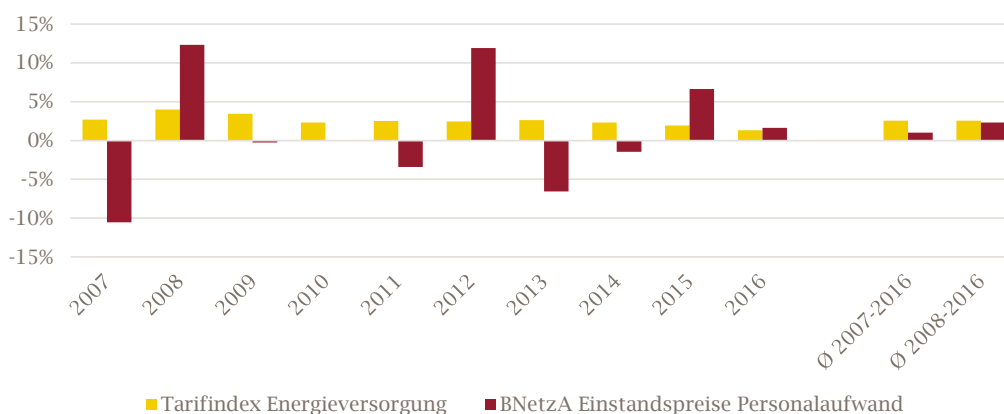
Abbildung 8 zeigt für die Zeitperiode 2007-2016, welche der Entscheidung der 3. Regulierungsperiode Gas zugrunde lag, die jährliche Veränderung des Personalaufwands der Gasnetzbetreiber gemäß

- BNetzA-Beschluss; sowie
- Tarifindex der Energieversorgung von Destatis.

Augenscheinlich gibt es im Zeitverlauf zum Teil deutliche Abweichungen nach oben wie unten, wobei die jährlichen Werte der BNetzA für die Ermittlung des Personalaufwands eine weitaus größere Schwankung aufweisen (alleine die unplausibel hohen Schwankungen der Einheitspreise für Personal von Jahr zu Jahr von im Extremfall über 20 % (von 2007 auf 2008) sollten Anlass für eine Überprüfung sein). In Summe liegt für den betrachteten Zeitraum 2006-2016 (mit 2006 als Ausgangsjahr für die Darstellung der Veränderungen ab 2007)⁴¹ die Entwicklung des Personalaufwands gemäß BNetzA-Beschluss deutlich unter den Werten für den Personalaufwand der Gasnetzbetreiber basierend auf Abschätzungen mit Hilfe der Indizes von Destatis.

Dies ändert sich allerdings, wenn der Vergleich erst ein Jahr später startet: für 2007-2016 (mit 2007 als Ausgangsjahr für die Darstellung der Veränderungen ab 2008) bewegen sich die beiden Größen auf einem annähernd gleichen Niveau (Abbildung 8).

Abbildung 8 Gegenüberstellung von Arbeitspreisindizes (%-Veränderung gegenüber Vorjahr mit 2006 als Ausgangsjahr)



Quelle: Frontier Economics

Wie in den Verfahren zum Xgen vor dem OLG und BGH eingehend diskutiert, zeigt sich auch an dieser Stelle, dass die erhobenen Daten des Jahres 2006 in vielerlei Hinsicht von den Daten der Folgejahre abweichen.⁴² Dem kann begegnet werden, indem bei der neuerlichen Festlegung für die 4. Regulierungsperiode – für die

⁴¹ In der Abbildung sind jeweils die jährlichen Veränderungen im Vergleich zum Vorjahr dargestellt.

⁴² Weitere Gründe für die fehlende Repräsentativität des Jahres 2006 in Bezug auf die herangezogenen Unternehmensdaten sind das noch nicht vollumfängliche Unbundling der Netzbetreiber (welches erst 2007 in rechtlicher Hinsicht vollzogen war) und daraus resultierende fehlerhafte Kostenzuordnungen sowie das Nichtvorhandensein vorgelagerter Netzkosten.

Daten aus nunmehr fünf weiteren Jahren zur Verfügung stehen – auf die Verwendung dieses Jahres gänzlich verzichtet wird.

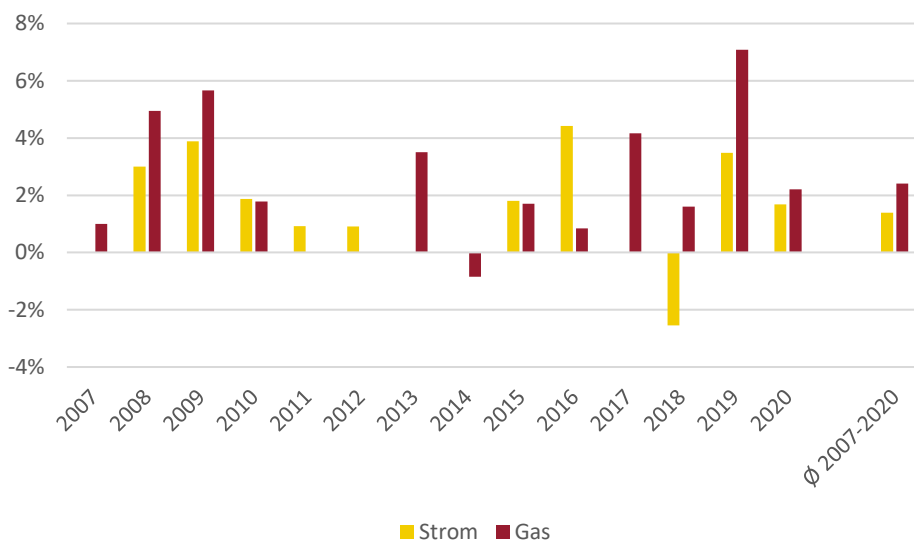
Faktor Kapital

Eine Plausibilitätsprüfung in Bezug auf die herangezogenen Parameter für die Berechnung der netzwirtschaftlichen Einstandspreise ist auch bei anderen Größen wie zum Beispiel beim Faktor „Kapital“ geboten. Dieser wird bei der Einstandspreisentwicklung im Rahmen der Festlegungen zur Ermittlung des Xgen aktuell durch Abschreibungen, Zinsen, Eigenkapitalzinsen (sowie die Gewerbesteuer) erfasst.

Konkret bietet es sich an, den bisher als im Zeitverlauf konstant angenommenen Verlauf der Abschreibungen näher zu beleuchten. So ist *a priori* nicht ersichtlich, warum bei einem linearen Verlauf der Abschreibungen nicht inflationsbedingte Kostenerhöhungen Berücksichtigung finden sollten. Bei einem gleichbleibenden Anlagenbestand über die Zeit müssten zwangsläufig allgemeine Kostensteigerungen durchschlagen, wenn Jahr für Jahr Anlagengüter zu den dann herrschenden Marktpreisen ersetzt werden. Mit den nach Tagesneuwerten gewichteten Indexreihen der BNetzA stehen hierfür mögliche Vergleichsindizes zur Verfügung.

Abbildung 9 illustriert dies beispielhaft auf Basis von E.ON zur Verfügung gestellten Information eines großen deutschen Verteilnetzbetreibers anhand der jährlichen Veränderungsdaten von 2006 bis 2020. Die Angaben beziehen sich auf das Kerngebiet des Netzbetreibers, wobei dessen im Zeitverlauf schwankende Anlagenstruktur berücksichtigt wurde. Für die Stromnetze lag die entsprechende Preisentwicklung bei Assets zu Tagesneuwerten im Durchschnitt bei 1,39 % p. a. und bei den Gasnetzen bei 2,40 % p. a.

Abbildung 9 Entwicklung Tagesneuwertzeitreihen Bundesnetzagentur (%-Veränderung gegenüber Vorjahr mit 2006 als Ausgangsjahr)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von E.ON Information

Kostengewichte

Die Einzelindizes selbst werden über Kostengewichte zu einem Einstandspreisindex zusammen geführt. Die Kostengewichte sind somit für die resultierende Höhe des Einstandspreisindex relevant. Es ist deshalb auch eine Plausibilisierung der Kostengewichte angebracht.

Hier hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass die gewählte Organisationsform bei der Entflechtung Auswirkungen auf die Ermittlung der Kostengewichte hatte. Gerade in den ersten Jahren der Anreizregulierung waren sehr viele Netzbetreiber oftmals nicht die Eigentümer der physischen Netzanlagen; vielmehr wurden die Netzanlagen von der Muttergesellschaft gepachtet. Das „Verpächtermodell“ ist aktuell bei größeren Netzbetreibern mit einem entsprechend hohen Gewicht in der Xgen Ermittlung die Ausnahme, da die Netzbetreiber mittlerweile in der Regel die Eigentümer der Netzanlagen sind.

Für die Datenerhebung seitens der BNetzA zur Ermittlung des Xgen hat die Unterscheidung Verpächtermodell vs. Eigentümermodell deutliche Auswirkungen. Während bspw. bei ersterem ein signifikanter Kostenblock für bezogene Leistungen anfällt, in dem sich beispielsweise unterschiedliche Kostenkategorien (Personal- oder Fremdkapitalkosten) verbergen, werden diese Positionen bei letzterem explizit ausgewiesen. Da bei der Xgen-Bestimmung auf den gesamten Netzsektor abgestellt werden muss, birgt diese Situation das Risiko bei der Aggregation und Interpretation der Daten der einzelnen Netzbetreiber. Dies zeigt sich unter anderem bei der Ableitung der einzelnen Kostengewichte zur Ermittlung der (kostengewichteten) Einstandspreisentwicklung des Netzsektors. Diese können durch die Vermischung von Verpächter, und Eigentümermodell verzerrt sein und dadurch zu nicht sachgerechten Kostengewichten für die Aggregation der Inputdaten bzw. Einstandspreisentwicklung führen. In diesem Zusammenhang ist bei der Ermittlung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode eine Plausibilitätsprüfung der resultierenden Kostengewichte sowie der zugrunde liegenden Eingangsdaten vorzunehmen.

Empfehlung für die Ermittlung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode

Der Rückgriff auf Unternehmensdaten als Ausgangspunkt bei der Ermittlung der Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft kann auch für die 4. Regulierungsperiode grundsätzlich beibehalten werden. Wir empfehlen allerdings:

- Die Plausibilisierung der aus Unternehmensdaten abgeleiteten Einstandspreisentwicklungen durch verfügbare Indizes aus dem Energiesektor, um deutliche Abweichungen zu identifizieren und zu korrigieren. Die Plausibilisierung sollte sich auch für die Kostengewichte erstrecken.
- Die Logik der Bestimmung der Einstandspreisentwicklung für die Abschreibungen beim Törnquist-Ansatz sollte weiterentwickelt werden. Hier ist zu berücksichtigen, dass selbst bei einem „physisch“ konstanten Anlagenbestand über die Zeit, sich inflationsbedingte Steigerungen in den (handelsrechtlichen) Abschreibungen wiederfinden. Seit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs findet sich dies auch in den kalkulatorischen Abschreibungen.

- Nachdem für die Festlegung für die 4. Regulierungsperiode theoretisch fünf weitere Jahre im Vergleich zur letzten Festlegung zur Verfügung stehen, empfiehlt es sich, beim Törnquist-Ansatz das Jahr 2006 aus der Betrachtung herauszunehmen.

3.5 Alle verfügbaren Informationen nutzen – Malmquist-Index

Problemstellung

Bei Rückgriff auf den Malmquist-Ansatz zur Bestimmung des Xgen ist es möglich, die Produktivitätsentwicklung der Netzunternehmen in einen unternehmensindividuellen Aufhol-Effekt (den sogenannten „Catch-up“) und die Verschiebung der Effizienzgrenze (den sogenannten „Frontier Shift“) zu trennen. Dies ist eine wichtige Eigenschaft des Malmquist-Index, denn letztlich soll der Xgen methodisch nur den „Frontier Shift“ abbilden, d. h. die in der Regulierungsperiode erwartete Verschiebung der Effizienzgrenze des Netzsektors als Ganzes vorwegnehmen. Die „Catch-up“-Effekte sollen bereits durch die Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber aus den Effizienzvergleichen erfasst werden.

Der Törnquist-Ansatz erlaubt keine explizite Trennung zwischen dem „Frontier Shift“ und dem „Catch-up“. Diese Informationen können allerdings durch den Malmquist-Ansatz gewonnen werden und gleichzeitig auch zur Plausibilisierung der Ergebnisse aus dem Törnquist-Ansatz verwendet werden. Dies geschieht aktuell nur unzureichend. So werden die „Catch-up“-Effekte zum Beispiel im Rahmen der Beschlüsse der 3. Regulierungsperiode nicht ausgewiesen und es ist auch von außen nicht erkennbar, dass diese in irgendeiner Form zu Plausibilisierungszwecken herangezogen worden sind.

Diskussion

Bei der Xgen-Bestimmung in der letzten Regulierungsperiode wurde der Vorteil des Malmquist-Ansatzes – der Trennung von „Catch-up-“ und „Frontier Shift“ – bereits insofern ausgenutzt, als dass ausschließlich der „Frontier Shift“ Eingang in den Xgen gefunden hat. Eine nähere Auseinandersetzung mit der zweiten Komponente, dem „Catch-up“, wurde im Rahmen der Festlegung nicht öffentlich gemacht. Aus methodischer Sicht wäre es nützlich, auch diesen Wert auszuweisen und für Plausibilitätsrechnungen zu verwenden. Durch solche Plausibilitätsrechnungen könnte die Robustheit der Resultate gestärkt werden. Folgende Aspekte sind insbesondere von Interesse:

- Vergleich von „Frontier Shift“ mit dem „Catch-up“ beim Malmquist-Index, um zu eruieren, ob die angenommene Parametrisierung sachgerecht ist;
- Gegenüberstellen der Törnquist-Ergebnisse mit den Malmquist-„Catch-up“- und „Frontier Shift“-Resultaten, um Rückschlüsse zu ziehen, inwieweit der Törnquist bereits (ungewollt) „Catch-up“-Effekte berücksichtigt;
- Vergleich von „Catch-up“ mit den Ergebnissen der Effizienzvergleiche, um festzustellen, ob die individuellen Effizienzgewinne der Netzbetreiber bei der Ermittlung des Xgen adäquat berücksichtigt werden.

Empfehlung für die Ermittlung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode

Wir empfehlen, bei der Bestimmung des Xgen alle verfügbaren Informationen, die durch den Malmquist-Ansatz ermittelt werden können, auch zu nutzen. Dadurch kann auch eine Plausibilisierung der Ergebnisse auf Basis des Törnquist-Index, bei dem eine Trennung in „Frontier Shift“- und „Catch-up“-Effekt nicht möglich ist, stattfinden.

3.6 Schlussfolgerungen für die praktische Berechnung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode

Für die praktische Berechnung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode schlagen wir die folgenden Anpassungen vor:

- **Stützintervall an Produktivitätstrends anpassen:** Die Möglichkeiten zu Produktivitätssteigerungen der Netzbetreiber werden voraussichtlich über die Zeit nach Einführung der Anreizregulierung abnehmen. Neue Aufgaben, die sich in der jüngeren Historie in den Daten manifestieren, können einen zusätzlichen dämpfenden Effekt auf die Produktivitätsentwicklung haben. Es bietet sich deshalb an, den letzten Jahren, die in die Berechnung eingehen, ein höheres Gewicht beizumessen als den Anfangsjahren. Zusätzlich empfehlen wir zu prüfen, inwieweit das Jahr 2020 mit den Covid-19-Effekten als Sonderfall zu definieren ist und die fraglichen Daten anzupassen oder zu eliminieren sind.
- **Sachgerechte Abbildung der Outputs:** Zur sachgerechten Abbildung der physischen Mengenentwicklung für den Outputindex bei der Törnquist-Index-Berechnung sollte die Deflationierung der Netzentgelte dahingehend weiterentwickelt werden, dass die aus der deflationierten Umsatzerlösentwicklung abgeschätzte Mengenentwicklung mit der tatsächlichen physischen Mengenentwicklung übereinstimmt. Das kann durch eine höhere Granularität beim Netzentgeltindex erreicht werden. Als Beispiel für eine stärkere Granularität der Mengenschätzung je Netzebene kann die Regulierungspraxis in den Niederlanden herangezogen werden.
- **Vergleich der Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft durchführen („Sense Checks“ nutzen):** Theoretische Überlegungen sprechen dafür, dass die Einstandspreisentwicklungen zwischen Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft systematisch nicht zu deutlich auseinander liegen sollten. Für die Ermittlung des Xgen der 4. Regulierungsperiode würden wir deshalb empfehlen, alle verfügbaren Informationen des Residualansatzes, d. h. insbesondere die gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung, zu verwenden und auf Basis dessen einen Vergleich der beiden Einstandspreisentwicklungen vorzunehmen. Ein deutliches Delta der beiden Größen müsste einer abschließenden Prüfung unterzogen werden und ggf. nach möglichen Erklärungen gesucht werden.
- **Vergleich der Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft auf Basis von Unternehmensdaten mit öffentlich verfügbaren sektorspezifischen Indizes durchführen („Sense Checks“ nutzen):** Der Rückgriff auf

Unternehmensdaten bei der Ermittlung der Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft erscheint grundsätzlich sinnvoll. Wir empfehlen allerdings, die aus Unternehmensdaten abgeleiteten Einstandspreisentwicklungen einer Plausibilisierung durch verfügbare Indizes aus dem Energiesektor zu unterziehen und, wenn notwendig, Anpassungen vorzunehmen. Zusätzlich ist auch in Erwägung zu ziehen, nachdem theoretisch fünf weitere Jahre seit der letzten Festlegung zur Verfügung stehen, die möglicherweise „unsaubereren“ Daten für das Jahr 2006 aus der Betrachtung herauszunehmen. Die Plausibilisierung sollte sich auch auf die Kostengewichte zur Bestimmung des Einstandspreisindex erstrecken.

- **Alle verfügbaren Informationen aus Malmquist-Index nutzen:** Bei der Bestimmung des Xgen sollten möglichst viele verfügbare Informationen und Quervergleiche, welche mit Hilfe des Malmquist-Index ermittelt werden können, für Plausibilisierungen genutzt werden. Dadurch können die Ergebnisse, die auf Basis des „Törnquist-Index“ ermittelt wurden, plausibilisiert werden.

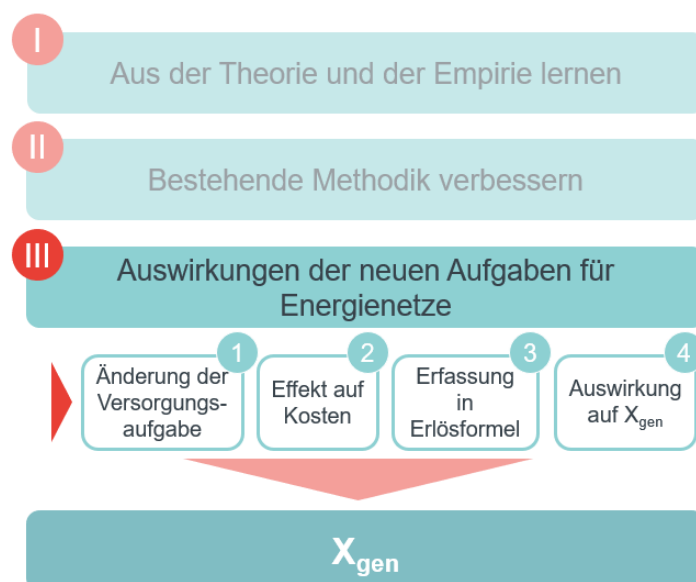
4 ENERGIE NETZE IM WANDEL – NEUE AUFGABEN BEDEUTEN NEUE HERAUSFORDERUNGEN

Das energiewirtschaftliche Umfeld für Energienetzbetreiber unterlag bereits in der Vergangenheit Wandlungen und wird sich künftig durch die ambitionierten Energie- und Klimaziele noch einmal deutlich verändern. Die neuen Anforderungen äußern sich in einer Vielzahl von Investitionen in neue Anlagen, der Notwendigkeit für Innovation und macht sich auch in der Übernahme von neuen Aufgaben bemerkbar.

Den Weiterentwicklungsoptionen aus Abschnitt 3 für die Bestimmung des X_{gen} in der 4. Regulierungsperiode liegt die implizite Annahme zugrunde, dass die historischen Daten, welche zur Ermittlung des X_{gen} verwendet werden, im Wesentlichen die kommende Versorgungsaufgabe für die Energienetze in der 4. Regulierungsperiode (für Stromnetze wäre dies bis zum Jahr 2028, bei Gas bis zum Jahr 2027) widerspiegeln.

In diesem Abschnitt diskutieren wir wichtige Trends in der Energiewirtschaft, die dazu führen, dass sich die zukünftige Versorgungsaufgabe der Energienetze in der 4. Regulierungsperiode gegenüber heute und den letzten 10 Jahren deutlich verändern wird. Daran anschließend analysieren wir welche möglichen Implikationen sich daraus für die Regulierung in Deutschland (mit dem X_{gen} als einen wichtigen Regulierungsparameter) ergeben können.

Abbildung 10 Neue Aufgaben und X_{gen}



Quelle: Frontier Economics

Dazu gehen wir in vier Schritten vor:

- Zunächst beschreiben wir mögliche Änderungen der Versorgungsaufgabe für Strom oder Gasnetze in den kommenden Jahren.

- Wir diskutieren qualitativ die zu erwartenden Effekte auf die Kosten. Wir unterteilen dabei die Diskussion in Strom- und Gasverteilnetzbetreiber, da diese in den kommenden Jahren vermutlich unterschiedlich betroffen sein werden.
- In der Folge betrachten wir, wie/ob die damit verbundenen Kosten in der aktuellen Erlösformel adäquat abgebildet werden.
- Abschließend diskutieren wir Möglichkeiten für die explizite Berücksichtigung der neuen Aufgaben für Strom- oder Gasnetzbetreiber bei der Produktivitätsmessung für die Bestimmung des Xgen.

4.1 Herausforderungen aus der Energiewende für Stromverteilnetze

4.1.1 Nachfrageseitiger Anstieg der Lasten und angebotsseitiger Zuwachs der Erzeugung

Änderung der Versorgungsaufgabe

Strom- und Gasnetzverteilernetze sehen sich in der nächsten Regulierungsperiode sehr unterschiedlichen Herausforderungen gegenüber. Insbesondere die Stromverteilnetze stehen in der nächsten Regulierungsperiode vor großen Herausforderungen, da von einem signifikanten Anstieg der Lasten, und ggf. der Anzahl der Netznutzer, auf Erzeuger- und Konsumentenseite auszugehen ist. Auf der Erzeugerseite ist vor allem eine steigende Anzahl dezentraler PV-Aufdach, PV-Freiflächenanlagen und von Windanlagen zu erwarten. Auf der Konsumentenseite steigt die Last durch Millionen neuer Wärmepumpen und Millionen von privaten, halb-öffentlichen und öffentlichen Ladepunkten für die E-Mobilität an.

Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen den vorgesehenen Hochlauf an Freiflächen- und Dachlagen (PV), Onshore-Windanlagen, Wärmepumpen und angeschlossenen E-Fahrzeugen.

- **Dezentrale Erzeugungsanlagen:** Die Zahl dezentraler Erzeugungsanlagen wird bis zum Jahr 2030 drastisch ansteigen:
 - Die Anzahl der angeschlossenen Windanlagen steigt im Vergleich zum Jahr 2019 bis 2025 um ca. 20 % und bis 2030 um knapp 40 % an.⁴³
 - Die Anzahl der angeschlossenen Solaranlagen steigt voraussichtlich bis 2025 um 170 % im Vergleich zum Jahr 2019 an.⁴⁴ Bis 2030 beträgt der Anstieg ca. 300 %.⁴⁵

⁴³ Wir weisen darauf hin, dass die Anzahl der neu angeschlossenen Anlagen nicht alleine das kritische Kriterium für den Netzausbau- und zukünftigen Netzbetrieb darstellt. Auch das Repowering bestehender Anlagen wird signifikant zur zukünftigen Erzeugung beitragen.

⁴⁴ Der Vergleich zum Referenzjahr erfolgt auf Basis der Daten im Netzentwicklungsplan 2021, der das Jahr 2019 als Referenzjahr heranzieht. Die Daten zum vorgesehenen Zubau entstammen dem Netzentwicklungsplan 2021 und dem Koalitionsvertrag zwischen SPD; Bündnis90/Die Grünen und FDP („Koalitionsvertrag“).

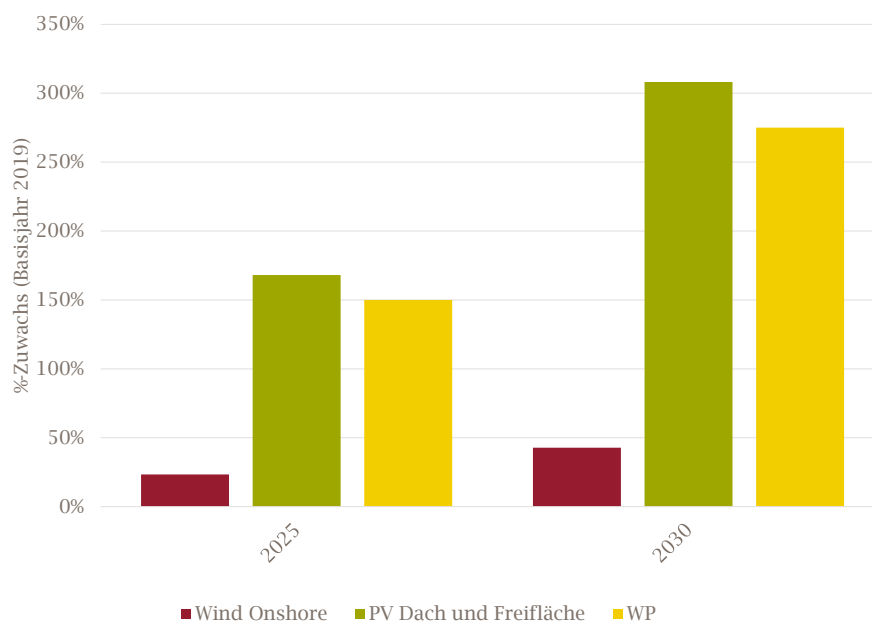
⁴⁵ Der Koalitionsvertrag sieht ein Ausbauziel der Photovoltaik von 200 GW bis 2030.

- Für die 4. Regulierungsperiode Strom (2024-28) bedeutet dies, dass jährlich mindestens ca. 600.000 neue PV Anlagen und ca. 1.100 neue Wind Anlagen angeschlossen werden müssen.⁴⁶
- **Wärmepumpen für die Wärmewende:** Die Zahl elektrischer Wärmepumpen im Gebäudesektor (und Gewerbe) wird von heute rund 1 Mio. Wärmepumpen bis zum Jahr 2030 drastisch ansteigen:
 - Der geplante Zubau auf ca. 4 Mio. Wärmepumpen impliziert, dass während der 4. Regulierungsperiode jährlich 250.000 neue Wärmepumpen angeschlossen werden müssen.
 - Der vorgesehene Zubau an Wärmepumpen beträgt somit bis zum Jahr 2025 voraussichtlich +150 % im Vergleich zum Bestand im Jahr 2020. Bis zum Jahr 2030 steigt die Anzahl an angeschlossenen Wärmepumpen im Vergleich zu heute auf das Vierfache.
- **Ladeinfrastruktur für die Verkehrswende:** Die Zahl der Ladepunkte soll bis zum Jahr 2030 drastisch ansteigen:
 - Im Jahr 2030 sollen lt. Koalitionsvertrag der „Ampel-Koalition“ 15 Mio. E- Fahrzeuge in Deutschland zugelassen sein – heute sind es rd. 1 Mio. E- Fahrzeuge.
 - Abbildung 12 verdeutlicht den Zuwachs an E-Fahrzeugen, basierend auf dem Ausbauziel im Koalitionsvertrag. Um die Ausbauziele zu erreichen, ist ein exponentieller Zuwachs an E-Fahrzeugen während der 4. Regulierungsperiode notwendig. Eine korrespondierende Anzahl an Ladepunkten muss durch die Netzbetreiber in den nächsten Jahren angeschlossen werden, um vom exponentiellen Wachstum nicht überholt zu werden. Der Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung aus dem Jahr 2019 sieht ca. 1 Mio. öffentlich zugängliche Ladepunkte im Jahr 2030 vor, neueste Studien der NOW GmbH zeigen für die Versorgung der 15 Mio. E-Fahrzeuge einen Bedarf an öffentlich zugänglichen Ladepunkten von ca. 450,000 bis 850,000 Ladepunkten (je nach Ausbau der privaten Ladepunkte). Die Zahl der privaten Wallboxes dürfte laut Studie bei etwas unter einer privaten Wallbox pro Fahrzeug liegen, also auch im Bereich von ca. 5-10 Mio. Stück bis zum Jahr 2030⁴⁷.

⁴⁶ Die Zahlen basieren auf den im Netzentwicklungsplan 2021 und im Koalitionsvertrag zugrunde gelegten Kapazitätszielen von 200 GW installierter Leistung bis 2030 für Photovoltaik- und 86.8 GW installierter Leistung bis 2035 für Windanlagen (Hochrechnung für 2030 basierend auf linearer Interpolation zwischen 2019 und 2035). Um die Anzahl der jährlich neu angeschlossenen Anlagen zu bestimmen, nehmen wir an, dass eine durchschnittliche PV-Dachanlage 20 kW, eine PV-Freiflächenanlage 750 kW und eine durchschnittliche Windanlage ca. 1.9 MW installierter Kapazität hat. Wir nehmen an, dass die aktuelle Aufteilung zwischen PV-Dach- und Freiflächenanlagen (gemessen als Anteil der Gesamt-MW für PV-Anlagen) bestehen bleibt.

⁴⁷ https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/11/Studie_Ladeinfrastruktur-nach-2025-2.pdf

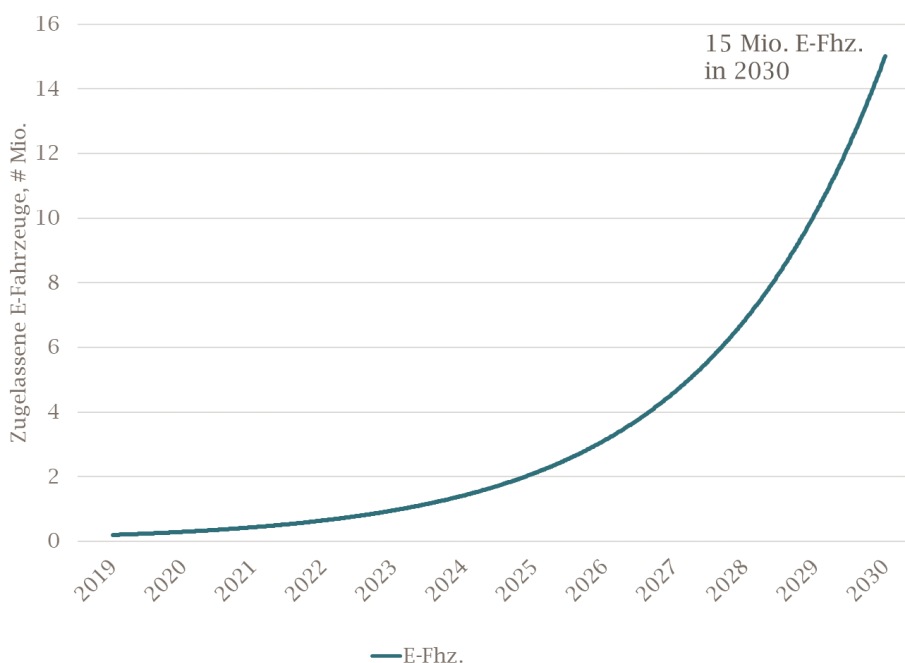
Abbildung 11 Anstieg der PV- und Onshore-Windanlagen, und Wärmepumpen (in % ggü. 2019)



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Der Netzentwicklungsplan zeigt historische Daten für das Jahr 2019 und den geplanten Ausbau im Jahr 2035. Die Graphik stützt sich für den Ausbau von Onshore-Windanlagen und Wärmepumpen und interpoliert die Ausbaudaten linear zwischen 2019 und 2035 (Zahlen in den Jahren 2025 and 2030 sind Ergebnisse der Interpolierung). Für PV-Anlagen stützt sich die Graphik auf den Koalitionsvertrag, der 200 GW installierte Leistung bis 2030 vorsieht (Vergleich mit Referenzjahr 2019 aus dem Netzentwicklungsplan).

Abbildung 12 Erwarteter exponentieller Anstieg der zugelassenen E-Fahrzeuge



Quelle: Frontier Economics, basierend auf Daten aus dem Netzentwicklungsplan 2021 und dem Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis90/Die Grünen, und FDP.

Hinweis: Der Netzentwicklungsplan 2021 zeigt für das Referenzjahr 2019 200.000 zugelassene E-Fahrzeuge. Der Koalitionsvertrag sieht bis 2030 mindestens 15 Millionen vollelektrische Pkw vor. Die Werte in den Jahren 2020 bis 2029 sind exponentiell interpoliert, um das erwartete exponentielle Wachstum an zugelassenen E-Fahrzeugen aufzuzeigen.

Die steigende Anzahl der Netznutzer, die stark dezentral im Netz verteilt sind, und die steigende individuelle Anschlussleistung vorhandener Netzanschlüsse durch die zusätzliche Installation von Wärmepumpen und Ladepunkten insbesondere im Bereich der privaten Verbraucher, stellen somit neue Anforderungen an die nötige Netzdimensionierung und den Betrieb (insbesondere die Steuerung und Überwachung) der Netze. Viele der Einspeiser und Verbraucher weisen stark schwankende Nutzungen und starke Leistungsspitzen auf. Insbesondere aus dem Wärmemarkt sind an kalten Tagen hohe Gleichzeitigkeiten und Leistungsspitzen aus den Wärmepumpen und Heizstäben zu erwarten⁴⁸, die ohne weitere Eingriffsregelungen zugunsten des Netzbetreibers, wie sie etwa der SteuVerG-E⁴⁹ vorgesehen hatte, die Netzkosten treiben werden. Auch bei den Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen dürfte es (ohne intelligente Ladekonzepte) zu hohen Leistungsspitzen aus Gleichzeitigkeit kommen (z. B. zu Ferienbeginn oder zu Beginn des Feierabends).

Die Anforderungen für die Stromverteilnetze werden also größer – gleichzeitig sieht der Koalitionsvertrag unter anderem vor, dass Netzanschlüsse und die Zertifizierung für angeschlossene PV-Anlagen deutlich beschleunigt werden müssen und trotz eines starken Ausbaus an Windenergie auch in weniger windhöffigen Regionen Netzengpässe vermieden werden sollen.⁵⁰ In diesen Zusammenhang sind ein beschleunigter Netzausbau und vor allem auch die Digitalisierungsbestrebungen der Netzbetreiber einzuordnen, die eine höhere Beobachtbarkeit / Steuerbarkeit der dezentralen Anlagen zur Sicherstellung der Netzstabilität erreichen und garantieren sollen.⁵¹

Effekt auf Kosten der Stromverteilnetzbetreiber

Die steigende Anzahl der Lasten auf Erzeuger- und Konsumentenseite hat sowohl Betriebs- als auch Kapitalkostenimplikationen für die Netzbetreiber. Zum einen sind Netzinvestitionen erforderlich, um zusätzliche Lasten zu integrieren. Pro neuem E-Fahrzeug sind dabei Zusatzinvestitionen in Netzanlagen von ca. 180-800 €⁵² erforderlich, wobei die niedrigeren Kosten von 180 € nur bei einer

⁴⁸ Mit abnehmender Außentemperatur steigt die Betriebszeit der Wärmepumpen in den Heizintervallen, bis sich diese bei sehr niedrigen Außentemperaturen und hohem Wärmebedarf quasi im Dauerbetrieb befinden.

⁴⁹ Entwurf eines Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz

⁵⁰ Koalitionsvertrag, S. 57.

⁵¹ Der Koalitionsvertrag bekräftigt: „Wir werden die Verteilnetze modernisieren und digitalisieren, u. a. durch eine vorausschauende Planung und mehr Steuerbarkeit.“ (S. 61)

⁵² Diese Werte basieren auf Ergebnis einer Consentec Studie. Consentec hat dabei die Kosten für die Integration von E-Mobilität für die vier deutschen Netzgesellschaften von E.ON analysiert. Bei marktorientiertem Ladeverhalten ergibt sich ein Wert von ca. 800€/E-Fahrzeug, bei ungesteuertem Ladeverhalten von ca. 400€/E-Fahrzeug und bei netzdienlichem Lademanagement von ca. 180€/E-Fahrzeug (vgl. Dorendorf, et al, E-Mobility Stresstest: E.ON Netze mit überschaubarem Aufwand bereit für Mobilitätswende, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 69 Jg. (2019), Heft 9, S. 46-49). Die Höhe der Wirkung von netzdienlichem Lademanagement im Vergleich zum ungesteuerten Ladeverhalten ist in einer ähnlichen Größenordnung wie in Agora (2019). Das gesteuerte Laden verringert dort die Gesamtnetzausbaukosten zwischen 40 % und 50 %. Die absolute Höhe der Investitionskosten bezogen auf ein E-Fahrzeug sind in Agora (2019) deutlich höher. Ein direkter Vergleich ist allerdings nicht zulässig, da in der Studie noch zusätzliche Treiber für den Netzausbau sowie der normale Ersatzbedarf in dem Gesamtinvestitionsbedarf für den Netzausbau enthalten sind (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende,

proaktiven Netzplanung und der Nutzung von Flexibilitäten erreicht werden können. Bei Wärmepumpen führen die zusätzlichen Anschlüsse ebenfalls zu gestiegenem Investitionsbedarf, allerdings in geringerem Maße als bei den E-Fahrzeugen. Auch der Anstieg an dezentralen Erzeugungsanlagen bedingt Zusatzinvestitionen in Netzanlagen. Hier ist in der Niederspannung am Ende schwer zu sagen, wem genau man den Anstieg der Netzkosten zurechnen möchte: der PV Anlage, dem E-Auto oder der Wärmepumpe.

Bei den PV-Anlagen wird sowohl die Anzahl an geförderten und nicht geförderten Freiflächenanlagen als auch die Anzahl an Dachanlagen, ggf. durch Pflichtvorgaben insbesondere auch im Gewerbebereich, ansteigen. Zudem wird das Flächenangebot für Freiflächen-PV und Onshore-Windanlagen ausgeweitet. Neue PV-Anlagen bedingen zusätzliche Investitionskosten von zwischen 0,9 und 1,1 Mio. € je Gigawatt. Bei neuen Onshore-Windanlagen auf der Mittelspannungsebene sind mit zusätzlichen Investitionskosten von ca. 1,2-1,8 Mio. € (2-3 Mio. € auf der Hochspannungsebene) pro Gigawatt zu rechnen.⁵³

Mit dem Anstieg der Anzahl der Netznutzer und der zusätzlichen Last pro Netznutzer sind Netzinvestitionen verbunden. Zusätzlich ist allerdings auch ein Anstieg der Betriebskosten von heute bis zum Jahr 2030 zu erwarten. Zusätzliche **Betriebskosten** ergeben sich dabei aus unterschiedlichen Gründen:

- **Betriebskosten als Folge von höheren Investitionen:** Die Umsetzung der zusätzlichen Investitionen selbst erfordert einen Mehraufwand bei der Planung, der Beschaffung, und der technischen und kaufmännischen Überwachung sowie nicht zuletzt in der Durchführung. Durch die zusätzlichen Investitionen kommen zudem neue Betriebsmittel zum Einsatz, deren digitale Komponenten einer Wartung bedürfen und so zu zusätzlichen IT-Kosten führen.
- **Betriebskosten für Abarbeitung von Netzanschlussanfragen:** (Millionen von) Anfragen zum Netzanschluss müssen abgearbeitet werden, wobei die bloße Menge an zusätzlichen Netzanschlüssen einen zusätzlichen Personalaufwand sowie Aufwand für Systeme bedingen⁵⁴. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund zu sehen, dass die Netzanschlussanfragen künftig schneller bearbeitet und abgearbeitet werden sollten.
- **Betriebskosten für Abrechnung:** Der Abrechnungsaufwand steigt mit zusätzlichen Netznutzern. Um alle Netznutzer effizient abzuwickeln, werden die Netzbetreiber ihre Digitalisierungsbestrebungen erhöhen. Hierzu müssen aber bestehende Systeme zur Verarbeitung entsprechend ausgebaut und neue Systeme eingeführt werden, was mit zusätzlichem IT-Aufwand verbunden ist. Mit zunehmender Digitalisierung werden zum Beispiel umfassende Datensicherheitskonzepte und -prozesse erforderlich, die typischerweise zusätzliche IT-Kosten verursachen.

Regulatory Assistance Project (RAP) (2019): Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus, S. 11). OesterreichsEnergie (2020) hat bei einer E-Mobilität Durchdringungsrate von 10 % (ca. 500.000 E-Fahrzeuge) einen zusätzlichen Netzausbaubedarf für die Stromverteilnetze in Österreich von ca. +0,9 Mrd.€ und bei einer Durchdringungsrate von 30 % (ca. 1,5 Mio E-Fahrzeuge) von ca. +4,3 Mrd.€ ausgewiesen. Die zusätzlichen Netzinvestitionen pro E-Fahrzeug liegen deutlich über den aus der Consentec Studie für E.ON.

⁵³ Basierend auf Daten von E.ON.

⁵⁴ Die Installation von Ladeeinrichtungen mit einer Leistung größer 4 kW müssen beim zuständigen Netzbetreiber angemeldet werden. Sofern eine Ladestation eine Leistung von über 12 kW verfügt, muss vor der Installation eine Genehmigung durch den Netzbetreiber erfolgen.

Der starke Anstieg der Zahl der Lasten, bzw. Netznutzer, ist mit einer Erhöhung der Kapital- und Betriebskosten verbunden, die sich aber in weiten Teilen erst und voraussichtlich stark ansteigend nach dem Basisjahr für die 4. Regulierungsperiode realisieren werden. Diese Mehrkosten wirken sich negativ auf die Produktivität aus.

4.1.2 Die Netznutzungsprofile der Netznutzer werden erratischer

Änderung der Versorgungsaufgabe

Die Integration dezentraler und intermittierender Stromerzeugung bedingt, dass die Netznutzung immer erratischer und für die Netzbetreiber unvorhersehbarer wird. Ein ähnlicher Effekt kann auch für die Stromnachfrage durch die Integration von neuen E-Fahrzeugen und Wärmepumpen festgestellt werden. Gleichzeitig ist durch die Integration von E-Fahrzeugen und Wärmepumpen von einer Erhöhung der Stromnachfrage auszugehen. Dies stellt Netzbetreiber vor Herausforderungen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität.

Neben dem Netzausbau werden die Netzbetreiber die Steuerbarkeit und die Beobachtbarkeit der Netze erhöhen, z. B. Integration von steuerbaren Ladepunkten, Unterstützung des Netzbetriebs durch eine deutliche Erhöhung der dezentral erhobene Echtzeitdaten über entsprechende Sensorik. Auch die Integration von Stromspeichern spielt vermehrt perspektivisch eine Rolle, deren Ausbau eng mit der E-Mobilität und der stark zunehmenden Anzahl an Solaranlagen zusammenhängt.⁵⁵

Effekt auf Kosten

Die Kostenimplikationen der schwerer vorhersehbaren Netznutzung sind ähnlich zu den Effekten, die im vorherigen Abschnitt bzgl. des Anstiegs der Lasten auf Erzeuger- und Konsumentenseite besprochen wurden. Sie ergeben sich aber grundsätzlich zusätzlich und können gerade in der Aufbauphase überproportional sein, ebenso in ihrer Dauerwirkung. Es sind zusätzliche Investitionen in die Netzanlagen erforderlich, um weiterhin stabile Netze zu gewährleisten. Diese beeinflussen entsprechend die zu einer effizienten Bewirtschaftung benötigten Betriebskosten. Die zusätzlichen Kosten des Netzausbaus sind schwer zu quantifizieren, weil sie stark von der zukünftigen Flexibilitätsnutzung durch angeschlossene Netznutzer abhängen.

Neben längerfristigen Investitionen in die Netzinfrastruktur bedingt die schwer vorhersehbare Netznutzung ein hohes Maß an Digitalisierung, um den Netzbetrieb mit Echtzeit- und zentral bereitgestellten Planungsdaten zu unterstützen.

Zum einen werden durch die Digitalisierung zusätzliche Kapitalkosten verursacht, um Assets beobachtbar und steuerbar zu machen. Die zusätzlichen Kapitalkosten einer beobachtbaren, bzw. steuerbaren Ortsnetzstation sind ca. 30 %, bzw. 50 %

⁵⁵ Sollen Speicher in vielleicht künftig entstehenden Flexibilitätsmärkten eine Rolle spielen, dann müssen diese schnell und effizient auf Preissignale reagieren können. Dies stellt für Stromverteilnetze, an die die Speicher angeschlossen sind, zusätzliche (Daten-) Anforderungen.

höher als bei einer „normalen“ Ortsnetzstation.⁵⁶ Zudem müssen gänzlich neue datenbasierte Lösungen für Instandhaltung (z. B. zustandsorientierte Wartung) und Kundenanforderungen (z. B. regionale Energieströme, Krisenkommunikation) angeboten werden, was zusätzliche Kapitalkosten verursacht.

Zum anderen erhöhen sich die Betriebskosten. Für regelbare Ortsnetzstationen sind zusätzliche Monteurstunden erforderlich (z. B. für Updates von IT bei Ortsnetzstationen). Derzeit hat E.ON ca. 140.000 Ortsnetzstationen. Geht man von jährlich zusätzlich 2,5 Monteurstunden pro regelbarer Ortsnetzstation und bis zum Jahr 2030 von einem Ersatz von einem Viertel der „alten“ Ortsnetzstationen durch regelbare Ortsnetzstationen aus, ergibt dies einen zusätzlichen Personalbedarf von 90.000 Arbeitsstunden im Jahr. Zudem sind zusätzliche TK- und IT-Kosten nötig, um eine Konnektivität im gesamten Netz bereitzustellen, und um Cybersecurity und effizientes Datenmanagement zu ermöglichen.⁵⁷

4.1.3 Redispatch und Systemdienstleistungen⁵⁸

Änderung der Versorgungsaufgabe

Der „Redispatch 2.0“, durch den überwiegend Erneuerbare Energien und KWK-Anlagen in den Redispatch eingebunden werden, stellt Netzbetreiber vor weitere Herausforderungen, die erneut mit Digitalisierungsanforderungen verbunden sind. Zum Beispiel müssen die Netzbetreiber Prognosezeitreihen zu geplanter Einspeisung verarbeiten, vorausschauende Netzzustandsprognosen erstellen, Redispatchmaßnahmen kostenwirksam optimieren und durch einen ständigen Datenabtausch eine Koordinationsfunktion beim Redispatch-Prozess übernehmen. Der Redispatch 2.0 ist daher ein wichtiger Treiber des Digitalisierungsprozesses.

Effekt auf Kosten

Die Einbindung von Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen in den Verteilnetzen in den Redispatchprozess ist ein Teilaspekt der Integration von neuen Netznutzern (Wind- und PV-Anlagen, Wärmepumpen, E-Mobilität). Die Kostenimplikationen sind daher im Rahmen der obengenannten Effekte (durch einen Anstieg der Lasten und eine erratischere Netznutzung) zu sehen. Die spezifischen Kapital- und Betriebskosteneffekte wurden durch E.ON folgendermaßen quantifiziert:

- Zusätzlichen Kapitalkosten im niedrigen zweistelligen Mio.€ Bereich innerhalb der E.ON-Gruppe, wobei die Eigenleistung jedes Verteilnetzbetreibers unterschiedlich ausfallen kann.

⁵⁶ Basierend auf Daten von IAEW.

⁵⁷ Beispielsweise geht E.ON davon aus, dass der 450MHz-Netz-Rollout in den nächsten Jahren zusätzliche Betriebskosten in Form von bezogenen Telekommunikationsdienstleistungen in zweistelliger Millionenhöhe verursachen wird.

⁵⁸ In diesem Unterkapitel ist das Thema Spitzenglättung unter § 14a EnWG interessant. Allerdings sind das Modell und der Umsetzungszeitpunkt noch unklar. Deswegen gehen wir im Folgenden nicht weiter auf die Spitzenglättung ein.

- Zusätzliche Aufwendungen im Betrieb ergeben sich aus Personal-, Betriebs- und Wartungsaufwendungen und hängen davon ab, wie viele Anlagen, bzw. abgeregelte Anlagen einem Verteilnetzbetreiber zugeordnet sind.⁵⁹

Diese zusätzlichen Kosten fallen größtenteils nach 2021 an und sind deshalb im Basisjahr 2021 für die 4. Regulierungsperiode nicht bzw. nicht ausreichend abgebildet.

4.1.4 Dekarbonisierung von Industrie und Gewerbe

Änderung der Versorgungsaufgabe

Im Zuge der Energiewende findet nicht nur eine Dekarbonisierung der Haushalte, sondern auch von Gewerbe und Industrie statt. Dies betrifft sowohl neue als auch bestehende gewerbliche Abnehmer, die ihren bisherigen Energieverbrauch und ihre bisherige Energieinfrastruktur womöglich von Gas auf Strom und/oder Fernwärme umstellen müssen (nicht alle werden an die Verteilnetze angeschlossen, sehr große Leistungen werden über die Übertragungsnetz bedient werden müssen). Die Dekarbonisierung des Gewerbes bedingt im Zusammenspiel mit den Effekten im Haushaltssektor somit aufgrund neuer Lasten eine Neudimensionierung der existierenden Stromverteilnetze und eine Vergrößerung vieler bestehender Anschlüsse. Zusätzlich muss hier auf die zunehmende Wichtigkeit der „Demand Side Response“ eingegangen werden, welche die Datenanforderungen für Großindustriekunden bzw. Gewerbekunden vergrößert, die effizient auf Preissignale reagieren wollen und eine höhere Steuerbarkeit der Netze erfordert.

Effekt auf Kosten

Eine Dekarbonisierung des Gewerbes und der Industrie hat vor allem Implikationen für Kapitalkosten, da neue Netzanschlüsse gebaut, bzw. bestehende Netzanschlüsse deutlich verstärkt und das Netz gegebenenfalls neu dimensioniert werden muss, um gestiegene Lasten in die Verteilnetze zu integrieren.⁶⁰ Mit den Kapitalkosten für den Netzausbau sind, ähnlich wie oben schon ausgeführt, operative Kosten durch steigende Netzwartungskosten und IT-Kosten (z. B. um Konnektivität im ganzen Netz zu ermöglichen) verbunden.

4.2 Herausforderungen aus der Energiewende für Gasverteilnetze

4.2.1 Integration von Biogas und Wasserstoff

Änderung der Versorgungsaufgabe

Durch die Energiewende verändert sich die grundsätzliche Strategie der Gasnetzbetreiber sowohl mit Blick auf die Planung als auch auf den Netzbetrieb,

⁵⁹ E.ON geht hier von einer möglichen Bandbreite von jährlich 0,3 bis 1,5 Mio.€ aus.

⁶⁰ Wir vermerken, dass mithin getrennte Ausbaumaßnahmen bei Erzeuger und Verbraucher erforderlich werden, da diese geografisch ungleich verteilt sind.

weil vermehrt klimaneutrale Gase aufgenommen, Wasserstoff- und Biogasanlagen in das Gasnetzwerk integriert werden müssen. Aufgrund der höheren Anzahl an dezentralen Erzeugern (mit in der Regel unterschiedlichen Gasqualitäten) steigen dadurch die Anforderungen an die Verfolgung der Gasqualität und des Brennwertes im Netz, um eine exakte Abrechnung mit den Endkunden zu ermöglichen. Dies bedingt wiederum eine höhere Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der einzelnen Netzabschnitte.

Das Bestandsnetz (bzw. zumindest Teile davon) als auch der Neubau von Leitungen muss für die zukünftige Integration von grünen Gasen – insbesondere Wasserstoff – H2-ready gemacht werden.⁶¹ Die damit zusammenhängenden neuen Versorgungsaufgaben für die Netzbetreiber sind damit unter anderem:

- der Einbau von H2-geeigneten Anlagenbauteilen;
- die Verankerung der H2-Readiness im Leitungsbau in Planungs- und Betriebsgrundsätzen;
- Brennwertverfolgung und Monitoring der Gasqualität (gilt bei allen dezentralen Gaseinspeisungen),
- die technische und finanzielle Bewertung der H2-Readiness im gesamten Netz (Leitungen, Anlagen und Hausanschlüsse); und
- der Aufbau einer Dokumentationsdatenbank.

Effekt auf Kosten

Die Brennwertverfolgung und die Verfolgung der Gasqualität ist einer der hauptsächlichen Treiber der Digitalisierung der Gasnetze. Da der Brennwert von zu integrierenden klimaneutralen Gasen vom „Regelbrennwert“ des zu den Ausspeisestellen zu transportierenden Gas abweichen kann, müssen die Netzbetreiber Mechanismen implementieren, um eine zusätzliche Beobachtbarkeit der Netze sicherstellen zu können. Dadurch sind vor allem die mit der Digitalisierung verbundenen Kapital- und Betriebskosten der Netzbetreiber (z. B. Datenmanagement, Cybersecurity, Konnektivität im gesamten Netz) verbunden. Zurzeit wird allerdings davon ausgegangen, dass die mit der Brennwertverfolgung verbundenen Kosten durch die Anlagenbetreiber getragen werden.

„H2-Ready“ betrifft hauptsächlich die Kapitalkosten der Netzbetreiber, weil Netze ausgebaut werden müssen. Ein indirekter Betriebskosteneffekt kann dennoch ggf. durch höhere Wartungskosten im ausgebauten Netz stattfinden.

- **H2-Readiness im Leitungsausbau:** Im Leitungsbau kann H2-Readiness durch die Netzbetreiber relativ kostengünstig hergestellt werden, weil die im Leitungsbau eingesetzten Werkstoffe (z. B. niedriglegierte Stähle, PE, PVC) grundsätzlich bereits die nötige Materialverträglichkeit aufweisen.
- **H2-Readiness im Bestandsnetz:** Die Kosten einer gesamten H2-Readiness von Leitungen und weiteren Assets im Bestandsnetz sind relativ gesehen

⁶¹ Ggf. wird es nicht möglich sein, das ganze Bestandsnetz H2-ready zu machen. In diesem Fall muss es bis 2045 in Teilen des Netzes zu einem Rückbau kommen, auf den sich die Netzbetreiber schon in den nächsten Jahren vorbereiten werden müssen. Der Koalitionsvertrag der „Ampel“-Koalition sieht vor, dass der Betrieb der betroffenen Energieinfrastruktur (Kraftwerke und Gasleitungen) über das Jahr 2045 hinaus nur noch mit nicht-fossilen Brennstoffen fortgesetzt werden soll (S. 65).

höher als für den Neubau, weil bestehende Bestandteile der Infrastruktur, zum Beispiel Mess- und Zählgeräte, für den konkreten Einsatz technisch bewertet und ggf. ausgetauscht werden müssen.

4.2.2 Mögliche Stilllegung des Gasnetzes

Änderung der Versorgungsaufgabe

Zukünftig wird eine Stilllegung der Gasnetzinfrastruktur in gewissen Netzabschnitten, unter Berücksichtigung der Folgeanwendungen für die bestehende Infrastruktur, stattfinden. Das Ausmaß der möglichen Stilllegungen ex ante ist schwer zu quantifizieren, weil Umfang und Tempo der Stilllegungen stark von der weiteren Energie- und Klimapolitik getrieben sein werden und die zukünftige Integration klimaneutraler Gase in die Gasverteilnetze auch von der zukünftig bestehenden Infrastruktur bei den Gastransportnetzen abhängt. Zwar wird die Netzstilllegung in der 4. Regulierungsperiode (2023-27) noch tendenziell gering ausfallen (der Effekt aus der Netzstilllegung wird deshalb erst in späteren Regulierungsperioden ausschlaggebend), allerdings müssen die Netzbetreiber schon in der nächsten Regulierungsperiode die entsprechenden Weichen stellen, um auf zukünftige Entwicklungen zu reagieren.

Effekt auf Kosten

Da in der nächsten Regulierungsperiode keine umfassenden Stilllegungen zu erwarten ist, gehen wir auch nicht von signifikanten Kosteneffekten aus Stilllegungen in der 4. Regulierungsperiode aus.

4.3 Auswirkungen der Kosteneffekte auf die Regulierung – Erfassung in der Erlösformel

Für die Beantwortung der Frage, inwieweit die oben beschriebenen Kostenimplikationen aus neuen Aufgaben und sonstigen Trends derzeit schon bereits in der Regulierung Berücksichtigung finden, muss eine gesamthafte Sicht auf die Erlösformel eingenommen werden.

Die Erlösformel⁶² für Strom- und Gasverteilnetzbetreiber enthält bereits heute bestimmte – allerdings noch nicht erschöpfende – Instrumente, Änderungen in der

⁶² Die Erlösformel für Strom-/Gasverteilnetzbetreiber lässt sich wie folgt darstellen:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot (VPI_t / VPI_0 - PF_t) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

- EO_t = Erlösobergrenze im Jahr t ;
- $KA_{dnb,t}$ = dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Jahr t ;
- $KA_{vnb,0}$ = vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten des Fotojahres;
- V_t = Verteilungsfaktor für Ineffizienzen;
- $KA_{b,0}$ = beeinflussbare Kosten des Fotojahres;
- VPI = Verbraucherpreisindex;
- PF = genereller sektoraler Produktivitätsfaktor;
- VK = volatile Kosten;
- KKA = Kapitalkostenaufschlag.
- S_t = Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach §15 Abs. 3 (Verzinsung von Salden auf dem Regulierungskonto).

der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode in den Erlösen abzubilden. Zu nennen sind hier insbesondere:

- **Kapitalkostenabgleich:** Der mit dem Jahr 2017 eingeführte Kapitalkostenabgleich⁶³ sieht vor, dass Änderungen in den Kapitalkosten innerhalb der jeweils laufenden Regulierungsperiode vollständig und ohne Zeitverzug durch jährliche Anpassungen der Erlösobergrenzen berücksichtigt und den Verteilnetzbetreibern somit abgegolten werden. Dies bedeutet, dass zusätzliche Netzinvestitionen, die durch neue Aufgaben ausgelöst werden, schon während der Regulierungsperiode in die Kapitalkosten einfließen können. Der Kapitalkostenabgleich ergibt sich aus zwei Elementen – dem Kapitalkostenaufschlag und dem Kapitalkostenabzug.⁶⁴
- **Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und volatile Kosten:** Diese können während der Regulierungsperiode durchgereicht werden, wobei die volatilen Kosten dem Effizienzvergleich unterfallen.

Für die Änderung der Versorgungsaufgabe, welche sich in den Kapitalkosten sowie den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bzw. volatilen Kosten niederschlagen, sieht die aktuelle Erlösformel somit schon entsprechende Instrumente vor.

Anders stellt sich der Fall für Betriebskosten dar. Für die Betriebskosten gilt grundsätzlich, dass Kostenänderungen innerhalb einer Regulierungsperiode erst bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen für die nachfolgende Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Für beeinflussbare Betriebskosten gibt es kein korrespondierendes Instrument wie den Kapitalkostenabgleich, um mit einer Änderung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode umzugehen. Diese Kosten beruhen auf einem Basisjahr, dem die Versorgungsaufgabe im entsprechenden Jahr zugrunde liegt. In der Erlösformel wird sodann unterstellt, dass diese veränderliche Versorgungsaufgabe weiterhin mit den konstanten, beeinflussbaren Betriebskosten, wie sie sich aus der Kostengenehmigung ergeben, erfüllt werden kann.

Tendenziell steigende Betriebskosten aufgrund neuer Aufgaben im Zusammenhang mit der Energiewende, wie wir sie in Abschnitt 4.1 für Stromverteilnetzbetreiber und Abschnitt 4.2 für Gasverteilnetzbetreiber diskutiert haben, bleiben somit in der Erlösobergrenze bis zur Bestimmung der Basisjahr-Kosten für die übernächste Regulierungsperiode unberücksichtigt.

Für die Regulierung sollte allerdings der Grundsatz gelten: Netzbetreibern werden die effizienten Kosten (Kapital- und Betriebskosten), welche sich aus der Erfüllung

Bei der Bestimmung der Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze kommt zusätzlich noch der Kapitalkostenabzug (§6 ARegV) zur Anwendung.

⁶³ Der Kapitalkostenabgleich ergibt sich aus zwei Elementen – dem Kapitalkostenaufschlag und dem Kapitalkostenabzug. Durch den Kapitalkostenaufschlag können die Netzbetreiber Kapitalkosten, die nach dem Basisjahr anfallen, während der Regulierungsperiode jährlich auf Basis von Ist- und Plandaten in die Erlösobergrenze einfügen. Als relevante Kapitalkosten gelten kalkulatorische Abschreibungen, Finanzierungskosten und die kalkulatorische Gewerbesteuer aus Investitionen, die nach dem Basisjahr anfallen. Der Kapitalkostenaufschlag stellt sicher, dass diese Investitionen sofort erlöswirksam werden und keinen Kostenanreizen durch den Xgen und Xind unterliegen. Die Kapitalkostenbasis wird durch einen Kapitalkostenabzug jährlich angepasst, wobei sich die Erlösobergrenze um die Kapitalkosten altersbedingt aus dem Anlagevermögen herausfallender Anlagen reduziert. Der Kapitalkostenabzug erfolgt nach einer gemäß dem für die Erlösobergrenze festgelegtem Ausgangsniveau ausgehend vom Basisjahr während der Regulierungsperiode.

⁶⁴ Siehe §§ 6 und 10a ARegV.

einer neuen Aufgabe ergeben, abgegolten. Dies ist in der aktuellen Erlösformel in einem dynamischen Umfeld bei der Versorgungsaufgabe nicht ausreichend sichergestellt.

4.4 Auswirkung auf die Bestimmung des Xgen

Die neuen Aufgaben für Strom- und Gasverteilternetzbetreiber können sich auf die Bestimmung des Xgen in zweifacher Weise auswirken (Diese Auswirkung ist komplementär zu den Weiterentwicklungsmöglichkeiten in Abschnitt 3 zu sehen):

Gemessene Produktivität auf Basis von historischen Daten spiegelt effiziente Kosten für neue Aufgaben im dynamischen Umfeld nicht wider

Wir haben basierend auf theoretischen Überlegungen und empirischen Studien aus dem Ausland gezeigt, dass der „Startpunkt“ und das Umfeld der Netzbetreiber einen wesentlichen Einfluss auf ihre realisierbaren Produktivitätspotenziale in der nächsten Regulierungsperiode haben. Bei der Messung der Produktivitätsentwicklung und der Überführung der Ergebnisse in eine Produktivitätsvorgabe müssen deshalb die Umfeldbedingungen, in denen sich die Netzbetreiber befinden, berücksichtigt werden. Ein Anstieg der Kapital- und Betriebskosten aufgrund umfangreicher, kostenrelevanter, neuer Aufgaben für die Netzbetreiber sollte daher in der Bestimmung des Xgen für die nächste Regulierungsperiode Berücksichtigung finden.

Dies kann sich allerdings bei der konkreten empirischen Ermittlung des Xgen als komplex erweisen, insbesondere wenn sich die neuen Aufgaben in den historischen Daten für die Produktivitätsentwicklung noch gar nicht ausreichend manifestiert haben. Dies kann tendenziell zu einer Überschätzung der Produktivitätsvorgabe führen und eine Verfehlung des gewünschten Serviceangebots im Zusammenhang mit den neuen Aufgaben bedingen, wenn die Netzbetreiber ihre Investitionsvorhaben einschränken müssen, um die Produktivitätsvorgaben einzuhalten. Bei der Interpretation der Ergebnisse auf Basis von historischen Daten sollte dies möglichst mitgedacht werden⁶⁵.

Einige Regulatoren im Ausland gehen einen Schritt weiter und erfassen neue Aufgaben schon bei der Bestimmung der künftigen zulässigen Erlöse in der Erlösformel. Der niederländische Regulator, ACM, hat hier für die Regulierungsperiode 2022-2026 für Strom- und Gasverteilternetzbetreiber im aktuellen Methodenentwurf eine Ergänzung der Erlösformel um „neue Aufgaben“ vorgenommen.

FALLSTUDIE NIEDERLANDE – NEUE AUFGABEN IN ERLÖSFORMEL INKLUDIEREN AM BEISPIEL DER DEZENTRALEN ERZEUGUNG

ACM erwartet, dass die Stromverteilternetzbetreiber in der kommenden Regulierungsperiode (2022-26) aufgrund der Energiewende mit höheren Kosten konfrontiert sein werden, die insbesondere auf den Anstieg bei der dezentralen Erzeugung zurückzuführen sind. Da hier von einem überproportionalen Anstieg

⁶⁵ In ANNEX B werden Beispiele von Regulierungsbehörden für die Plausibilisierung von Ergebnissen auf Basis auch von vorwärtsgewandten Analysen angeführt.

der Kosten auszugehen ist, der nicht mit einer entsprechenden Erhöhung der ausgespeisten Strommenge korrespondiert, besteht das Risiko, dass die Netzbetreiber im Regulierungssystem ihre effizienten Kosten nicht rückvergütet bekommen.

Vor diesem Hintergrund untersuchte ACM, ob eine geeignete Prognosemethode vorhanden ist, die zu einer robusten und objektiven Schätzung der erwarteten effizienten Kosten herangezogen werden könnte. ACM kam zu dem Schluss, dass dies weder auf Basis einer Schätzung historischer Daten noch auf Basis von Unternehmensprognosen möglich sei. Aufgrund dessen entschied sich ACM dazu, einen ex-post-Abgleich mit den realen Mengen der dezentralen Erzeugung einzuführen. Zukünftige Kostensteigerungen bei den Netzbetreibern, die auf die dezentrale Einspeisung zurückzuführen sind, werden entsprechend durch das Regulierungssystem zukünftig abgebildet, ohne dabei bestehende Effizianzanreize abzuschwächen. So bleibt der Anreiz, die Kosten pro Produktionseinheit so niedrig wie möglich zu halten, durch die Nachberechnung der Mengen unberührt, weil zu Beginn der Regulierungsperioden ein Vergleich dieser Kennzahlen für alle Netzbetreiber erfolgt.⁶⁶

Aktuell sind die Möglichkeiten der Bundesnetzagentur, die Erlösformel anzupassen beschränkt, und wir gehen davon aus, dass die Methodik für die 4. Regulierungsperiode noch unverändert beibehalten wird. Für die darauffolgenden Regulierungsperioden stellt sich allerdings die Frage, inwieweit hier durch die Umsetzung des EuGH-Urteils in der konkreten deutschen Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur mehr Flexibilität zugestanden wird und die Kostenimplikationen von neuen Aufgaben sowohl auf der Kapital- als auch Betriebskostenseite effizient abgebildet werden.

Xgen als Instrument zur Kompensation von neuen Aufgaben

Wenn und solange für bestimmte Kostenarten (in unserem Fall beeinflussbare Betriebskosten) kein explizites Instrument verfügbar ist, stellt sich die Frage, inwieweit hier dem Xgen eine gewisse Rolle als „Aushilfs“-Instrument zukommen könnte. Der Xgen wird im Rahmen der bestehenden Erlösformel dann als „Aushilfs“-Instrument zur Kompensation von neuen Aufgaben herangezogen. Als Beispiel kann hier die Regulierung der Stromnetzbetreiber in Finnland angeführt werden (siehe Textbox).

⁶⁶ Für eine ausführliche Darstellung siehe <https://www.acm.nl/nl/publicaties/methodebesluit-regionaal-netbeheer-elektriciteit-2022-2026> S. 94 ff (auf Niederländisch), zuletzt abgerufen am 15.10.2021.

ANPASSUNGEN BEI FESTLEGUNG DES XGEN ZUR KORREKTUR NICHT ERFASSTER ZUKÜNFTIGER ENTWICKLUNGEN⁶⁷

Für die 4. und 5. Regulierungsperiode (2016-19, 2020-23) der Stromnetzbetreiber in Finnland hat der Regulator als Grundlage für den möglichen Wert für die generelle Produktivitätsvorgabe eine empirische Analyse⁶⁸ für die Perioden 2005-2011 und 2005-2012 durchführen lassen.

Abbildung 13 Produktivitätsentwicklung für Finnland (jährliche Werte)

	2005-2012	2005-2011
Gesamtfaktorproduktivität Energiesektor (Törnquist)	-1,5 %	-3,2 %
Betriebskostenproduktivität: Stromübertragungsnetz (Törnquist)	1,9 %	4,4 %
Betriebskostenproduktivität Stromverteilernetz (Törnquist)	-1,8 %	-1,4 %
Betriebskostenproduktivität Stromverteilernetz (Malmquist)	1 %	1,2 %
Betriebskostenproduktivität Gasfernleitungsnetz (Törnquist)	-2,7 %	0,3 %
Betriebskostenproduktivität Gasverteilernetz (Törnquist)	2,5 %	4,7 %

Quelle: Sigma Hat Economics

Hinweis: Ein negativer Wert entspricht einer Verschlechterung der Produktivität (d.h. die Produktivität ist gesunken), während ein positiver Wert Produktivitätszuwächse impliziert.

Die Studie für den finnischen Regulator ergab stark unterschiedliche Ergebnisse abhängig von der gewählten Zeitperiode sowie der einbezogenen Netzbetreiber. Die Studie empfahl nach einer Würdigung der empirischen Ergebnisse eine generelle Produktivitätsvorgabe für die Betriebskosten der Strom-ÜNB und Strom-VNB von 2 % pro Jahr. Der Regulator wich jedoch bei seiner Festlegung davon ab und setzte einen Wert von 0 % an. Begründet wurde dies damit, dass auf die Netzbetreiber künftig zusätzliche Kosten für neue Aufgaben zukommen werden, die bei der vergangenheitsbezogenen Ermittlung des Xgen nicht erfasst würden. Da eine sachgerechte Berücksichtigung dieser zusätzlichen Kosten bei der Produktivitätsermittlung mit großen Herausforderungen verbunden ist, entschied sich die Behörde dazu, einen pauschalen Abschlag auf die generelle Produktivitätsvorgabe vorzunehmen.

Die Herausforderungen aus der Energiewende insbesondere für Stromverteilernetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode (2024-28) sind beträchtlich. Ein (realistischer) Abschlag auf den Xgen zur Abbildung der Implikationen der neuen Aufgaben auf die Betriebskosten, wie er in Finnland zur Anwendung gelangt, sollte auch im deutschen Regulierungskontext angedacht und angewandt werden.

⁶⁷ Für Details verweisen wir auf Anhang B.3.

⁶⁸ Sigma-Hat Economics, Yleinen tehostamistavoite sähkön ja jakeluverkkotoiminnan valvontamalleissa sekä tehostamiskannustimen arviointi: Ehdotus Energiaviraston soveltamien menetelmien kehittämisiksi seuraavilla valvontajaksoilla, Gutachten für EMV, 2014.

Wir betonen in diesem Zusammenhang: Grundsätzlich gilt, dass die Berücksichtigung der „neuen Versorgungsaufgabe“ durch eine Anpassung bei der Berechnung der Produktivitätsmessung für Xgen und der Erlösformel das stringenter Konzept darstellt. Vor dem Hintergrund der Umsetzbarkeit für die 4. Regulierungsperiode wäre eine pauschalere Berücksichtigung ggf. ein gangbarer Weg. Auch wenn es hier bei Pauschalansätzen zu Ungenauigkeiten kommen kann, ist der „Fehler“ ggf. kleiner als wenn man die steigenden Betriebskosten aufgrund der „neuen Aufgaben“ vollständig außen vorlässt.

Wenn die explizite Anpassung für die „neue Versorgungsaufgabe“ aus rechtlichen oder praktischen Gründen nicht möglich ist, sollte dies bei der Interpretation und Bewertung der Ergebnisse der quantitativen Analysen bei der Festlegung des Xgen ggf. berücksichtigt werden. Dadurch wird das Risiko minimiert, den Unternehmen unerfüllbare Vorgaben aufzuerlegen.

4.5 Schlussfolgerung zu neuen Aufgaben

Aufgrund der neuen Aufgaben zur Umsetzung der Energiewende und deren Einbettung in die aktuelle Erlösformel ergeben sich folgende Schlussfolgerungen für die Bestimmung des Xgen:

- **Versorgungsaufgabe im Vergleich zum relevanten Basisjahr ändert sich in der 4. Regulierungsperiode:** Für die Stromnetzbetreiber ist für die 4. Regulierungsperiode und darüber hinausgehend ein deutlich dynamischeres energiewirtschaftliches Umfeld als in der jüngsten Vergangenheit zu erwarten. Auch für die Gasnetzbetreiber ändert sich das Umfeld grundlegend, obwohl im Gegensatz zum Strom hier längerfristig von einer schrumpfenden Gasindustrie und einem Wandel zu klimafreundlichen Gasen bzw. einer möglichen Stilllegung von Teilen des Bestandsnetzes ausgegangen wird. Aufgrund der dynamischen Änderungen der Versorgungsaufgaben werden Steigerungen der Betriebskosten und der Investitionskosten zur Umsetzung der Energiewende anfallen (Abbildung 14). Diese Effekte können logischerweise mit dem relevanten Basisjahr für Stromnetze (2021) bzw. Gasnetze (2020) für die 4. Regulierungsperiode nicht abgebildet werden.

Abbildung 14 Neue Aufgaben und Auswirkung auf Kosten der Netzbetreiber

Aufgabe	Auswirkung auf Kosten
Stromverteilnetzbetreiber	
Anstieg der Lasten und der Zahl der Netznutzer	Erhöhende Effekte auf Kapital- und Betriebskosten (Kapitalkosten können Betriebskosten indirekt beeinflussen)
Nutzungsverhalten der Netznutzer wird erratischer	
Redispatch und Systemdienstleistungen	
Dekarbonisierung des Gewerbes	
Gasverteilnetzbetreiber	
Integration von klimafreundlichen Gasen	Erhöhende Effekte auf Kapital- und Betriebskosten, z. B. durch Brennwertverfolgung, H2-Readiness, dezentrale Einspeisung (Kapitalkosten können Betriebskosten indirekt beeinflussen)
Mögliche Netzstilllegungen	Geringer Effekt in der 4. Regulierungsperiode

Quelle: Frontier Economics.

- **Erlösformel bildet Kosteneffekt aufgrund neuer Aufgaben während der Regulierungsperiode nicht erschöpfend ab:** Für Kosteneffekte zur Umsetzung der Energiewende, welche die Investitionen betreffen, ist in der Erlösformel mit dem Kapitalkostenabgleich nachträglich ein Instrument vorgesehen worden, Kostensteigerungen aufgrund einer Änderung der Versorgungsaufgabe schon während der Regulierungsperiode in den zulässigen Erlösen zu berücksichtigen. Für Betriebskosten, die sich entweder direkt aus neuen Aufgaben ergeben oder indirekt durch höhere Investitionen induziert werden, sieht die Erlösformel derzeit allerdings keinen ähnlichen Mechanismus vor. Dies bedeutet folglich bislang, dass der Netzbetreiber über die Dauer der Regulierungsperiode mit Betriebskosten auskommen muss, die auf einer geringeren Versorgungsaufgabe des Fotojahres beruhen.
- **Xgen kann als „Aushilfs-“ Instrument zur Kompensation der Kosteneffekte durch neue Aufgaben verwendet werden:** In Finnland hat der Regulator den „Xgen“ verwendet, um den Netzbetreibern zu erwartende, effiziente, höhere Betriebskosten aufgrund von neuen Aufgaben im Zusammenhang mit der Energiewende zu gewähren. Die Bundesnetzagentur sollte bei der Festlegung des Xgen ähnliche Erwägungen im Rahmen ihres Ermessens anstellen und hier eine Anpassung von Xgen zur Kompensation von effizienten Kosten für die Energiewende vornehmen. Grundsätzlich wäre eine Berücksichtigung der „neuen Versorgungsaufgabe“ durch eine Anpassung bei der Berechnung der Produktivitätsmessung für Xgen und/oder der Erlösformel das stringenter Konzept. Dieses Konzept ist allerdings vor dem kurzfristigen Hintergrund der Umsetzbarkeit für die 4. Regulierungsperiode aus rechtlichen und praktischen Gründen nicht umsetzbar.

5 EMPFEHLUNGEN

In diesem Abschnitt tragen wir die wesentlichen Erkenntnisse dieser Studie zusammen und leiten verschiedene Handlungsoptionen ab. Grundsätzlich gilt es dabei, folgende zeitliche Differenzierung zu treffen:

- **Kurzfristige Handlungsoptionen** – Mögliche Anpassungen bei einem kurzfristig eher stark fixierten regulatorischen Regulierungsrahmen in der kommenden Regulierungsperiode; sowie
- **Längerfristige Handlungsoptionen** – Mögliche Anpassungen bei Rahmenbedingungen mit etwas mehr „Spielraum“ für konzeptionelle Änderungen und neue Bewertungsansätze des Xgen.

5.1 Kurzfristige Handlungsoptionen für die 4. Regulierungsperiode

Wie in den vorangegangenen Abschnitten aufgezeigt, ist die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors mit diversen Herausforderungen und Unsicherheiten behaftet. Dies erschwert die empirische Ermittlung, was bei der finalen Festlegung eines sachgerechten und erreichbaren Xgen berücksichtigt werden sollte. Dabei ist für die Bestimmung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode zu unterscheiden:

- Weiterentwicklung der empirischen Berechnung des Xgen;
- Weiterentwicklung der Plausibilisierung der Berechnungsergebnisse;
- Xgen als Regulierungsinstrument zur Kompensation von bisher teilweise unberücksichtigten Kostenimplikationen aufgrund einer „geänderten Versorgungsaufgabe“ (z. B. daraus resultierende Betriebskosten innerhalb der Regulierungsperiode).

Für die anstehende empirische Ermittlung des Xgen für die 4. Regulierungsperiode empfehlen wir folgende Punkte näher zu prüfen, was durch den Stand der Wissenschaft als gesetzliches Ausgestaltungsniveau auch gefordert sein dürfte.

Weiterentwicklung der empirischen Berechnung von Xgen

In diesem Kontext können nachfolgende Maßnahmen eingeordnet werden⁶⁹:

- **Stützintervall an Produktivitätstrends anpassen:** Die Möglichkeiten zu Produktivitätssteigerungen sind seit Einführung der Anreizregulierung vermutlich gesunken, was auch verschiedene empirische Studien aus dem In- und Ausland zeigen: X-Ineffizienzen aus Monopolzeiten sind weitgehend oder sogar vollständig abgebaut. Mit Blick auf die Abwägung zwischen „Lange[n] Stützintervalle für robuste Werte“ vs. „Fokussierung auf jüngste Vergangenheit, um das aktuelle und zukünftige Marktumfeld besser zu erfassen“, ist zu überlegen, den letzten Jahren ein höheres Gewicht als den Anfangsjahren des Stützintervalls beizumessen. Zusätzlich sollte geprüft werden, inwieweit das

⁶⁹ Dies ist nicht als abschließende Liste zu verstehen, sondern zeigt nur Potenziale für Verbesserungen und Weiterentwicklungen auf.

Jahr 2020 mit den Covid-19-Effekten als Sonderfall zu definieren und auszuklammern ist, z. B. wenn die verzerrenden Effekte aus Covid-19 auf Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft unterschiedlich stark sind.

- **Sachgerechte Abbildung der Outputs:** Zur sachgerechten Abbildung der physischen Mengenentwicklung für den Outputindex bei der Berechnung des Törnquist-Index sollte die Deflationierung der Netzentgelte dahingehend weiterentwickelt werden. Dabei sollte sichergestellt werden, dass die aus der deflationierten Umsatzerlösentwicklung abgeschätzte Mengenentwicklung mit der tatsächlichen physischen Mengenentwicklung übereinstimmt.

Weiterentwicklung der Plausibilisierung der Berechnungsergebnisse für Xgen

In diesem Kontext können nachfolgende Maßnahmen eingeordnet werden:

- **Vergleich der Einstandspreisentwicklung der Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft durchführen („Sense Check“):** Für die Ermittlung des Xgen der 4. Regulierungsperiode sollten alle verfügbaren Informationen, welche aus dem Residualansatz noch zusätzlich abgeleitet werden können, herangezogen werden. Dadurch wird ein Vergleich der Einstandspreisentwicklungen für die Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft möglich. Ein deutliches Delta der beiden Größen ist einer eingehenden Prüfung zu unterziehen und auf Basis dessen sind Korrekturen vorzunehmen.
- **Vergleich der Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft auf Basis von Unternehmensdaten mit öffentlich verfügbaren sektorspezifischen Indizes durchführen („Sense Check“):** Der Rückgriff auf Unternehmensdaten als Ausgangspunkt für die Ermittlung der Einstandspreisentwicklung der Netzwirtschaft ist grundsätzlich sinnvoll. Die aus Unternehmensdaten abgeleiteten Einstandspreisentwicklungen sollten allerdings einer Plausibilisierung durch verfügbare Indizes aus dem Energiesektor unterzogen werden und notwendigenfalls korrigiert werden. Zusätzlich liegt nahe, nachdem theoretisch fünf weitere Jahre seit der letzten Festlegung zur Verfügung stehen, die möglicherweise „unsaubereren“ Daten für das Jahr 2006 gänzlich aus der Betrachtung herauszunehmen.
- **Alle verfügbaren Informationen aus Malmquist-Index nutzen:** Bei der Bestimmung des Xgen sollten möglichst alle verfügbaren Informationen und Quervergleiche, welche mit Hilfe des Malmquist-Index ermittelt werden können, genutzt werden. Dadurch können die Ergebnisse, die auf Basis des „Törnquist-Index“ ermittelt wurden, zusätzlich plausibilisiert werden.
- **Sicherheitsabschläge:** Trotz der genannten Möglichkeiten zu Verbesserungen bei der Berechnung des Xgen verbleiben verschiedene Restunsicherheiten. Auch unerwartete Entwicklungen in den Vergleichsdaten der Gesamtwirtschaft, die mit der Netzwirtschaft nichts zu tun haben, (z. B. aus Finanz- oder Covid-19 Krise) beeinflussen das Ergebnis für den Xgen. Wir empfehlen, diese Unsicherheiten beim Blick auf das ermittelte Xgen-Ergebnisintervall zu berücksichtigen.

Weiterentwicklung von Xgen als („Aushilfs“-) Instrument zur Kompensation von Kosten verursacht durch die „geänderte Versorgungsaufgabe“

Die oben angeführten Maßnahmen zur Weiterentwicklung für den Xgen beziehen sich im Wesentlichen auf die vorsichtige Berechnung auf Basis historischer Daten und die vorsichtige Interpretation der daraus erzielten Ergebnisse. Hier sollte die Festlegung des Xgen allerdings noch nicht enden. Der Grund liegt in den durch die Energiewende getriebenen neuen Aufgaben für die Energienetze.

Wir haben gezeigt, dass die Herausforderungen aus der Energiewende insbesondere für Stromverteilnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode (2024-28) beträchtlich sein werden und die aktuelle Erlösformel die dadurch ausgelösten Kostenimplikationen (speziell bei effizienten, aber steigenden Betriebskosten aus neuen Aufgaben über die Regulierungsperiode) nicht erschöpfend abbilden kann. Für die 4. Regulierungsperiode erachten wir aus rechtlichen und praktischen Gründen eine kurzfristige Anpassung der Erlösformel zur Abbildung der „geänderten Versorgungsaufgabe“ als wenig realistisch.

Somit verbleibt als „Aushilfs“- Lösung die Nutzung des Xgen, um die Energienetzbetreiber für die Erfüllung der „geänderten Versorgungsaufgabe“ im Zuge der Energiewende zu kompensieren. In anderen Ländern (Beispiel Finnland) wurde dieser Ansatz schon gewählt und durch einen Abschlag auf den errechneten Wert des Xgen abgebildet.

Der daraus abgeleitete Abschlag ist kumulativ zum oben angeführten Sicherheitsabschlag zu sehen.

5.2 Längerfristige Handlungsempfehlungen über die 4. Regulierungsperiode hinaus

Die EuGH-Entscheidung eröffnet langfristig vermutlich einen Ermessensspielraum für die Regulierungsbehörde, der es ihr ermöglicht, sich stärker von Verordnungsvorgaben zu lösen und den Regulierungsrahmen stärker selbst zu prägen, d.h. die verbesserte Möglichkeit zur Anpassung der bestehenden Regulierungssystematik.

§ 9 ARegV sieht derzeit für die Bestimmung des Xgen vor, die „Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung“ zu ermitteln. Es könnte evaluiert werden, inwieweit auf diese komplexe Ermittlung verzichtet und für die Bestimmung eines Xgen allein der netzwirtschaftliche Produktivitätsfortschritt herangezogen werden kann.⁷⁰ Eine solche Änderung müsste aber in den größeren Zusammenhang einer generellen Überprüfung und Fortentwicklung des Regulierungsrahmens (etwa bei der nächsten Evaluierung) gestellt werden, weil sich bei einer veränderten Ermittlung des Xgen auch Fragen der sachgerechten Indexierung der Kosten in der Erlösobergrenzenformel stellen.

⁷⁰ Ein Beispiel hierfür ist das aktuelle Regulierungsregime in Österreich (vgl. Anhang B.4).

Die sachgerechte Berücksichtigung der „geänderten Versorgungsaufgabe“ sollte umfassender betrachtet werden. Im Besonderen bietet sich an, die Effekte auf Kapital- und Betriebskosten durch „geänderte Versorgungsaufgabe“ durch zielgenaue Regulierungsinstrumente abzubilden. Den Xgen als („Aushilfs-“) Instrument zur Kompensation der Kostenimplikationen einer „geänderten Versorgungsaufgabe“ heranzuziehen kann nur eine „second-best“ Lösung zu sein. Die „first-best“ Lösung muss darin bestehen, die bestehende Erlösformel dahingehend weiterzuentwickeln, dass die Netzbetreiber den Anreiz bekommen, die „geänderte Versorgungsaufgabe“ zu effizienten Kosten bei einem optimalen Mix aus Betriebs-/Kapitalkosten zu erfüllen.

ANNEX A **ÜBERSICHT DER AUSGEWERTETEN EMPIRISCHEN STUDIEN**

Abbildung 15 **Übersicht Studien**

Sektoraler Produktivitätsfaktor – Empfehlungen zur Weiterentwicklung für 4.
Regulierungsperiode und Energiewende

Verteil- netz	Land	Betrachtungs- Zeitraum	Studie	Kosten- betrachtung	Methodik	Trend der TFP- Entwicklung	Genannte Gründe für TFP-Entwicklung
Gas	Groß- britannien	2009/10 - 2016/17	Ajayi, Anaya, Pollitt (2018)	TOTEX (separate Betrachtung von OPEX und CAPEX)	Malmquist-Ansatz: Zerlegung des Produktivitätsindizes in Effizienz-, technisches Wachstum und Skaleneffekte	TFP-Wachstum steigt zwischen 2010/2011 und 2012/13 und fällt seit 2013/2014	Sinkende Gasnachfrage und Investitionsbedarf aufgrund steigender Energieeffizienz Betrachtung der Servicequalität könnte einen Anstieg des TFP bedingen
	Österreich	2002 – 2012	Gugler, Lieben- steiner (2019)	TOTEX	Ökonometrische Analyse basierend auf der Schätzung einer Kostenfunktion	TFP-Wachstum fällt über Betrachtungszeitraum (von 1,4 % bis -0,6 %)	TFP-Entwicklung hängt von technologischem Fortschritt ab. Investitionen wurden vor dem/ am Anfang des Betrachtungszeitraums getätigt und bedingen vor allem in den früheren Jahren TFP- Wachstum
Strom	Australien	2006 - 2018	Australian Network Regulator (2019)	TOTEX	Studienergebnisse basieren auf drei Modellen: <ul style="list-style-type: none"> ■ „Price Index Numbers“ (PIN) ■ Ökonometrische Kostenschätzung ■ „Partial Performance“- Indikatoren (PPI) 	TFP-Anstieg zwischen 2015 und 2018 (ca. >1 % jährliches Wachstum) nach Verringerung seit 2007 Höheres TFP- Wachstum als Gesamtwirtschaft	TFP-Anstieg aufgrund von Programmen zur Reduzierung der Kosten relativ ineffizienter Netzbetreiber

Sektoraler Produktivitätsfaktor – Empfehlungen zur Weiterentwicklung für 4.
Regulierungsperiode und Energiewende

Verteil- netz	Land	Betrachtungs- Zeitraum	Studie	Kosten- betrachtung	Methodik	Trend der TFP- Entwicklung	Genannte Gründe für TFP-Entwicklung
	Groß- britannien	1990/91 - 2016/17	Ajayi, Anaya, Pollitt (2018)	TOTEX (separate Betrachtung von OPEX und CAPEX)	Malmquist-Ansatz: Zerlegung des Produktivitätsindizes in Effizienz-, technisches Wachstum und Skaleneffekte	Starkes TFP-Wachstum zwischen 2000-2005 aufgrund niedriger Energiepreise. TFP- Wachstum fällt nach 2005	TFP fällt seit 2005 aufgrund von: <ul style="list-style-type: none"> ■ Fallender Energienachfrage ■ Hohen Netzinvestitionen zur Integration dezentraler Erzeugung, deren Produktivität nicht im TFP-Index erfasst wird

Sektoraler Produktivitätsfaktor – Empfehlungen zur Weiterentwicklung für 4.
Regulierungsperiode und Energiewende

Verteil- netz	Land	Betrachtungs- Zeitraum	Studie	Kosten- betrachtung	Methodik	Trend der TFP- Entwicklung	Genannte Gründe für TFP-Entwicklung
	Kanada	2002 - 2012	Dimitropoulos, Yantchew (2017)	TOTEX	Zwei Methoden: <ul style="list-style-type: none"> ■ Ökonometrische Analyse basierend auf der Schätzung einer Kostenfunktion (SFA) ■ Törnquist-Index: Vergleich der Input- und Output-Wachstumsraten 	TFP-Entwicklung ist über den Betrachtungszeitraum negativ (jährliche Abnahme von ca. 1 %). Starker Kontrast zu positivem Wachstum in vorherigen Jahren	Negative TFP-Entwicklung aufgrund: <ul style="list-style-type: none"> ■ Fallender Energienachfrage im Zuge hoher Energiepreise und aufgrund von Programmen zur Energieeinsparung ■ Veralteter Netzinfrastruktur ■ Neuer Aufgaben für Netzbetreiber: (1) Integration von EE-Anlagen und dezentraler Erzeugung, (2) Fokus auf Nachfragemanagement, (3) und Digitalisierung
	Norwegen	2004 - 2013	Cheng, Bjorndal, Lien, Bjorndal (2015)	TOTEX	Malmquist-Ansatz: Zerlegung des Produktivitätsindizes in Effizienz-, technisches Wachstum und Skaleneffekte	TFP fällt über Betrachtungszeitraum (durchschnittliche Abnahme von 0,1 %-1,3 % pro Jahr)	Negative Entwicklung z.T. wegen neuem Investitionszyklus am Anfang des Betrachtungszeitraums . Netzinvestitionen zur Integration dezentraler Erzeugung Verbesserung der Netzinfrastruktur und Digitalisierung

Sektoraler Produktivitätsfaktor – Empfehlungen zur Weiterentwicklung für 4.
Regulierungsperiode und Energiewende

Verteil- netz	Land	Betrachtungs- Zeitraum	Studie	Kosten- betrachtung	Methodik	Trend der TFP- Entwicklung	Genannte Gründe für TFP-Entwicklung
		2004 - 2012	Senyonga, Bergland (2018)	TOTEX (OPEX und CAPEX) Keine Berücksichtigung von Abschreibungen bei der Quantifizierung von CAPEX	Malmquist-Ansatz: Zerlegung des Produktivitätsindizes in Effizienz-, technisches Wachstum und Skaleneffekte	TFP steigt über Betrachtungszeitraum (2 % seit Einführung der „Yardstick“- Regulierung in 2007)	Steigender TFP aufgrund technischer Verbesserungen im Zuge einer Einführung der "Yardstick"- Regulierung in 2007

Quelle: Frontier Economics

ANNEX B INTERNATIONALE FALLBEISPIELE

Bei der Ermittlung des generellen X-Faktors in der Energienetzregulierung stellten internationale Regulierungsbehörden bisher – wie zuvor bereits aufgezeigt – primär auf vergangenheitsbezogene Daten ab. Die dahinter liegende Idee war, dass die Entwicklungen der Vergangenheit in Bezug auf Produktivitätswachstum (und Einstandspreisentwicklung) ein guter Schätzer für die Entwicklung der nahen Zukunft sein sollten und in der Regel auch waren. Im Zuge des Ziels der Klimaneutralität und der Umgestaltung des Energiesystems rücken nunmehr vermehrt neue Aufgaben der Netzbetreiber in den Fokus und stellen in diesem Sinne einen Strukturbruch dar. Vor diesem Hintergrund weichen internationale Regulatoren bei der Bestimmung des generellen X-Faktors vermehrt vom reinen Vergangenheitsbezug ab und berücksichtigen zunehmend auch neue Entwicklungen bei der Produktivitäts- und Einstandspreisentwicklung. Wie in den nachfolgenden Ausführungen beispielhaft aufgezeigt, lassen sich international verschiedene Herangehensweisen unterscheiden:

- Anpassungen bei der zugrundeliegenden Datenbasis zur Produktivitätsschätzung (in den Niederlanden);
- Plausibilisierungen geschätzter Produktivitäten mittels alternativer (auch zukunftsgerichteter) Schätzungen (in Großbritannien und Australien);
- Anpassungen bei der Festlegung des finalen Xgen-Faktors zur Korrektur von möglichen, nicht erfassten zukünftigen Effekten (in Finnland);
- Unmittelbare Erfassung von Inputpreisveränderungen in der Regulierungsformel (in Österreich).

B.1 Anpassungen bei zugrundeliegender Datenbasis zur Produktivitätsschätzung – Niederlande

Im weiterentwickelten niederländischen Yardstick-Regulierungsansatz⁷¹ der Verteilnetzbetreiber für die kommende Regulierungsperiode (2022-2026) werden zukünftige, durch die Energiewende getriebene Entwicklungen nunmehr unmittelbarer berücksichtigt. So tritt neben die bisher gültigen Grundprinzipien des Regulierungssystems, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit, auch der Aspekt der Nachhaltigkeit.

Der Regulator ACM führt in seiner Methodenbeschreibung für die regionalen Stromverteilnetzbetreiber aus, dass ein zügiger Ausbau und eine Stärkung der Stromnetze für den Fortschritt der Energiewende unerlässlich ist und dies von den Netzbetreibern erhebliche Investitionen erfordert. Vor diesem Hintergrund hält es

⁷¹ Beim Ansatz der Yardstick-Regulierung, welcher auch eine Form der Anreizregulierung darstellt, wird grundsätzlich auf die durchschnittlichen Kosten anderer vergleichbarer Unternehmen abgestellt. Das heißt die Kostenbasis ist endogen. Bei der bspw. in Deutschland angewandten Erlösobergrenzenregulierung wird dagegen prinzipiell auf die eigenen Kosten referenziert, auf die es möglicherweise Abschlüsse mittels X-Faktoren gibt. Die Kosten gehen hier dementsprechend endogen ein.

ACM für wichtig, innerhalb des gegebenen (gesetzlichen) Rahmens Maßnahmen zu ergreifen, die den Druck auf die Finanzlage der Netzbetreiber in den nächsten fünf Jahren verringert und einen früheren Kapitalrückfluss ermöglicht. Da Netzbetreiber langfristig und damit auch zum Nutzen der künftigen Netznutzer investieren, sollen folglich auch die anfallenden Kosten anteilig auf alle derzeitigen und künftigen Netznutzer verteilt werden.⁷²

Ein wesentlicher Aspekt des „weiterentwickelten“ Regulierungsansatzes ist die stärkere und explizitere Erfassung der mit einer zunehmenden dezentralen Erzeugung verbundenen Aufwendungen und Kosten. So geht ACM davon aus, dass der Anstieg der dezentralen Erzeugung und einer entsprechenden Netzeinspeisung größer als in der Vergangenheit sein wird und nicht mit einer im gleichen Maß ansteigenden Abnahmemenge korrespondiert. Ohne eine Anpassung der Regulierung würde sich ein Netzbetreiber massiven zusätzlichen Kosten gegenübersehen, die nicht durch adäquate zusätzliche Einnahmen gedeckt würden. Dadurch bestünde das erhöhte Risiko, dass dieser nicht in der Lage sein würde, seine effizienten Kosten, einschließlich einer angemessenen Rendite, für diese Investitionen über die Tarife vollständig zu decken.

Der Grundgedanke einer stärkeren Berücksichtigung des Aspektes der Nachhaltigkeit im Regulierungssystem findet sich entsprechend auch bei der Ermittlung der langfristigen Produktivitätsentwicklung wieder, die wesentlicher Bestandteil des im Yardstick-Regulierungssystem endogen ermittelten X-Faktors ist.⁷³

Die Produktivitätsentwicklung bei den Stromverteilnetzbetreibern basiert auf einer Schätzung von Netzbetreiberdaten über den Zeitraum 2005-2020, wobei Anpassungen an der Datenbasis vorgenommen worden sind, um insbesondere auch energiewendebedingten Implikationen Rechnung zu tragen. Konkret wurden unter anderem folgende Anpassungen vorgenommen:

- Bereinigung um einzelne Kostenpositionen wie spezifische Beschaffungskosten und lokale Abgaben, von denen nicht erwartet wird, dass sie zu einer repräsentativen Messung der Produktivität beitragen;
- Berücksichtigung eines jährlich variierenden WACCs;
- Explizite Erfassung der Kosten, die mit der dezentralen Einspeisung verbunden sind;
- Korrektur um sprunghafte Änderungen bei den Abschreibungen; sowie
- Ausgleich für das Vorziehen der Kosten der Inflationszulage.

Auf Basis dieser Anpassungen ermittelt ACM für den Zeitraum 2022-2026 eine geschätzte Produktivitätsentwicklung für die regionalen Stromverteilnetzbetreiber von 0,09 %. Unter Berücksichtigung von zusätzlichen Inflations- und Kapitalkostenentwicklungen ergab sich ein finaler Wert von 0,26 %.⁷⁴

⁷² Siehe <https://www.acm.nl/nl/publicaties/methodebesluit-regionaal-netbeheer-elektriciteit-2022-2026> (auf Niederländisch), zuletzt abgerufen am 15.10.2021.

⁷³ Für weitere Details zur Ableitung des X-Faktors sei auf die entsprechende Methodenbeschreibung verwiesen, siehe <https://www.acm.nl/nl/publicaties/methodebesluit-regionaal-netbeheer-elektriciteit-2022-2026> (auf Niederländisch), zuletzt abgerufen am 15.10.2021.

⁷⁴ Siehe <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/x-factorberekening-regionale-netbeheerders-elektriciteit-2022-2026.xlsx> (auf Niederländisch), zuletzt abgerufen am 15.10.2021.

Bei den regionalen Gasverteilnetzbetreibern wird ein analoger Ansatz verfolgt mit einer vergleichbaren Anpassung der Datengrundlage für die Produktivitätsschätzung. So werden bspw. die Kosten für die Stilllegung eines Gasnetzanschlusses – die im Zuge des anvisierten Ausstiegs aus fossilen Energieträgern gerade auch im Wärmesektor zunehmen sollten – aus der repräsentativen Kostenbasis herausgenommen, da von diesen ein verzerrender Einfluss auf die zu schätzende Produktivität erwartet wird. ACM schätzt für die regionalen Gasnetzbetreiber zwei getrennte nominelle Produktivitätsentwicklungen: Für den Transportdienst ermittelt sie einen Wert von 0,25 % und für den Anschlussdienst von -3,12 %.⁷⁵ Wesentlicher Treiber für den deutlichen Rückgang der Produktivität im Anschlussdienst ist die rückläufige Anzahl an Anschlüssen, die sich perspektivisch wohl weiter fortsetzen wird.

B.2 Plausibilisierungen geschätzter Produktivitäten mittels zukunftsgerichteter Schätzungen – UK und Australien

Verschiedene Regulierungssysteme zeichnen sich durch eine Art zweistufiges Verfahren zur Ermittlung des Xgen aus. In einem ersten Schritt wird ein mögliches Ergebnisintervall für den Xgen auf Basis historischer Daten ermittelt. In einem zweiten Schritt werden weitere quantitative und qualitative Einschätzungen herangezogen, die insbesondere auch bisher nicht erfasste zukünftige Entwicklungen abbilden sollen. Diese zusätzlichen Informationen werden den Schätzungen auf Basis der historischen Daten gegenübergestellt und auf dieser Basis leiten die Regulierungsbehörden einen finalen Wert ab. Die Vorgehensweisen hierzu unterscheiden sich zwischen den verschiedenen Ländern mitunter im Detail.

Die britische Regulierungsbehörde Ofgem folgt bei ihrer Festlegung des Xgen für die kommende RII02-Periode der Gasverteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber (2021-2026), bei ihnen *ongoing efficiency* genannt, dem oben genannten iterativen Prozess. So findet zunächst auf Basis von EUKLEMS Daten für die Periode 1997-2016 eine TFP- und Arbeitsproduktivitätsschätzung für Vergleichssektoren statt. Dabei werden verschiedene Spezifikationen geschätzt, die ein theoretisch mögliches Ergebnisintervall von 0,2 % - 1.0 % aufspannen.⁷⁶ In einem nächsten Schritt werden Festlegungen anderer Behörden/Sektoren wie bspw. die Entscheidungen für den britischen Wassersektor wie auch von den Energienetzbetreibern selber vorgenommene Prognosen hinsichtlich ihrer eigenen Produktivitätsentwicklung zurate gezogen. Zuletzt entschied sich Ofgem dazu, einen zusätzlichen Aufschlag von 0,2 % auf den Xgen aufgrund gewährter Innovationsförderungen in der Vergangenheit zu erheben. Als Begründung führt sie aus, dass die Konsumenten seit 2007 verschiedene Innovationsförderprogramme für die Netzbetreiber finanziert haben, von welchen

⁷⁵ Siehe <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/gewijzigde-x-factorberekening-regionale-netbeheerders-gas-2022-2026.xlsx> (auf Niederländisch), zuletzt abgerufen am 15.10.2021.

⁷⁶ Grundlage der Berechnungen ist CEPA (2020), RII0-GD2 and T2: Cost Assessment – Advice on Frontier Shift policy for Final Determinations, 13 November 2020.

Effizienzsteigerungen ausgingen, die oberhalb der Gesamtwirtschaft liegen.⁷⁷ Vor diesem Hintergrund legte Ofgem einen Xgen von 1,15 % für die Kapitalkosten und 1,25 % für die Betriebskosten fest.⁷⁸

Im australischen Regulierungssystem der Stromverteilnetzbetreiber ist die geschätzte Produktivitätsentwicklung der Netzbetreiber gleichfalls ein wesentlicher Parameter. Konkret wird sie zur Verifizierung von Unternehmensprognosen hinsichtlich der Entwicklung ihrer eigenen Betriebskosten herangezogen, die die jeweilige Erlösobergrenze der Netzbetreiber in der fünfjährigen Regulierungsperiode maßgeblich mit determinieren.⁷⁹ Ausgangspunkt der Produktivitätsermittlung ist eine historische Betrachtung der Jahre 2006-2017, die eine negative Produktivitätsentwicklung aufweist. Vor dem Hintergrund gestiegener regulatorischer Verpflichtungen gerade zu Beginn dieser Zeitperiode, die einhergehen mit höheren Kosten bei einem konstanten Outputniveau, erscheint dies für den Regulator AER grundsätzlich nicht verwunderlich. AER plädiert jedoch dafür, aufgrund dieser Sondereffekte Plausibilitätsrechnungen durchzuführen, um die Robustheit der Schätzungen zu überprüfen. Hierzu werden als erstes gleichfalls Rechnungen auf Basis historischer Daten durchgeführt, wobei die analysierte Zeitspanne auf die aussagekräftigere jüngere Vergangenheit nach dem regulatorisch bedingten „Strukturbruch“ gelegt wird (2011-2017). Die nun ermittelten Produktivitäten auf Basis verschiedener ökonomischer Spezifikationen sind nunmehr durchweg positiv (0,35 %-2,2 %). Zu weiteren Plausibilisierung wurden ferner ökonomische Time-Trend-Schätzungen für die australischen Gasverteilnetze⁸⁰ (0,43 % - 0,7 %) sowie externe Arbeitsproduktivitätsprognosen für diverse Sektoren (0,3 % - 0,7 %) herangezogen. Abschließend fand noch ein Abgleich mit regulatorischen Entscheidungen in der Wasserindustrie und ausländischer Regulierungsbehörden im Energiebereich statt, sodass AER letztlich eine geschätzte Produktivitätsentwicklung für die Gasverteilnetze von 0,5 % festlegte.⁸¹

B.3 Anpassungen bei Festlegung des Xgen zur Korrektur nicht erfasster zukünftiger Entwicklungen – Finnland

Für die 4. und 5. Regulierungsperiode (2016-19, 2020-23) der Stromnetzbetreiber in Finnland hat der Regulator als Grundlage für den möglichen Wert für die

⁷⁷ Die Netzbetreiber sahen dies jedoch anders und gingen aufgrund methodischer Bedenken in der Vorgehensweise von Ofgem gerichtlich gegen diesen Aufschlag vor. Die finale gerichtliche Entscheidung hierzu vor der CMA steht jedoch noch aus.

⁷⁸ Siehe <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-2-final-determinations-transmission-and-gas-distribution-network-companies-and-electricity-system-operator> zuletzt abgerufen am 21.10.2021.

⁷⁹ So wird im sogenannten „Base-step-trend approach“ die geschätzte Produktivitätsentwicklung verwendet, um die als effizient erachteten Kosten für die kommenden Jahre der Periode fortzuschreiben. Für weitere Details siehe <https://www.aer.gov.au/networks-pipelines/guidelines-schemes-models-reviews/review-of-our-approach-to-forecasting-opex-productivity-growth-for-electricity-distributors/decision> zuletzt abgerufen am 21.10.2021.

⁸⁰ AER führt dazu aus, dass die regulatorischen Sondereffekte bei den Gasnetzen weniger stark ausgeprägt sind als bei den Stromnetzen.

⁸¹ Siehe <https://www.aer.gov.au/networks-pipelines/guidelines-schemes-models-reviews/review-of-our-approach-to-forecasting-opex-productivity-growth-for-electricity-distributors/decision> zuletzt abgerufen am 21.10.2021.

generelle Produktivitätsvorgabe eine empirische Analyse⁸² für die Perioden 2005-2011 und 2005-2012 durchführen lassen. Dabei wurden die folgende Werte für die Produktivitätsentwicklung ermittelt:

Abbildung 16 Produktivitätsentwicklung für Finnland (jährliche Werte)

	2005-2012	2005-2011
Gesamtfaktorproduktivität Energiesektor (Törnquist)	-1,5%	-3,2%
Betriebskostenproduktivität: Stromübertragungsnetz (Törnquist)	1,9%	4,4%
Betriebskostenproduktivität Stromverteilernetz (Törnquist)	-1,8%	-1,4%
Betriebskostenproduktivität Stromverteilernetz (Malmquist)	1%	1,2%
Betriebskostenproduktivität Gasfernleitungsnetz (Törnquist)	-2,7%	0,3%
Betriebskostenproduktivität Gasverteilernetz (Törnquist)	2,5%	4,7%

Quelle: Sigma Hat Economics

Hinweis: Ein negativer Wert entspricht einer Verschlechterung der Produktivität (d.h. die Produktivität ist gesunken), während ein positiver Wert Produktivitätszuwächse impliziert.

Wie sich zeigt, ergaben sich stark unterschiedliche Ergebnisse abhängig von der gewählten Zeitperiode sowie Industriesektoren. Interessant sind dabei die gegenläufigen Ergebnisse auf Basis des Törnquist-Index jeweils für das Übertragungsnetz und Verteilnetz bei Strom und Gas. Während beispielsweise das Stromübertragungsnetz für die Zeitperiode 2005-2012 eine durchschnittliche jährliche positive Entwicklung der Betriebskostenproduktivität (+1,9 %) aufweist, ist diese für Stromverteilnetze negativ (-1,8 %), d. h. die Produktivität ist gesunken.

Die Studie empfahl nach einer Würdigung der empirischen Ergebnisse (Abbildung 16) eine generelle Produktivitätsvorgabe für die Betriebskosten der Strom-ÜNB und Strom-VNB von 2 % pro Jahr. Der Regulator wich jedoch bei seiner Festlegung davon ab und setzte einen Wert von 0 % an. Begründet wurde dies damit, dass auf die Netzbetreiber künftig zusätzliche Kosten für neue Aufgaben zukommen werden, die bei der vergangenheitsbezogenen Ermittlung des Xgen nicht erfasst würden. Da eine sachgerechte Berücksichtigung dieser zusätzlichen Kosten bei der Produktivitätsermittlung mit großen Problemen verbunden ist, entschied sich die Behörde dazu, einen pauschalen Abschlag auf die generelle Produktivitätsvorgabe vorzunehmen.

B.4 Unmittelbare Erfassung von Inputpreisveränderungen in Regulierungsformel – Österreich

Im österreichischen System der Energienetzregulierung ist im gegenständlichen Kontext im Besonderen ein Aspekt von Interesse. So unterscheidet sich die

⁸² Sigma-Hat Economics, Yleinen tehostamistavoite sähkön ja maakaasun siirto- ja jakeluverkkoiminnan valvontamalleissa sekä tehostamiskannustimien arviointi: Ehdotus Energiaviraston soveltamien menetelmien kehittämiseksi seuraavilla valvontajaksoilla, Gutachten für EMV, 2014.

österreichische Regulierungsformel von der deutschen schon seit jeher in der Frage der Fortschreibung der von den Erlösen entkoppelten Kosten während der Regulierungsperiode. Anders als in Deutschland kommt in Österreich nicht der VPI als reiner Outputindex zur Anwendung. Stattdessen wird auf einen Inputpreisindex zurückgegriffen, den sogenannten Netzbetreiberindex, welcher die Kostenentwicklung der Energienetze bestmöglich auf jährlicher Basis nachbilden soll.

In der aktuellen 4. Regulierungsperiode der Stromverteilnetzbetreiber (2019-2023) setzt sich der Netzbetreiberindex wie auch in der vorangegangenen Periode und für die Gasnetze aus zwei Komponenten zusammen:⁸³

- dem *Tariflohnindex* als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im Personalbereich mit einem Gewicht von 57 % und
- dem *Verbraucherpreisindex* als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im sonstigen betrieblichen Bereich mit einem Gewicht von 43 %.

Durch die Berücksichtigung des Netzbetreiberindex in der Regulierungsformel ist es möglich, Einstandspreisentwicklungen zeitnah in der Regulierungsformel abzubilden.⁸⁴ Somit können exogene Preisschocks, die außerhalb des Einflussbereiches der Netzbetreiber liegen, unmittelbar während der Regulierungsperiode erfasst und „korrigiert“ werden. Die Netzbetreiber werden in diesem Sinne vor diesen Risiken unmittelbar geschützt.

⁸³ Siehe https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Regulierungssystematik_4_Periode_STROM_Dez+2018.pdf/a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e?t=1562139961156 zuletzt abgerufen am 19.10.2021.

⁸⁴ Im österreichischen Regulierungssystem findet eine Inflationierung der Kosten wie auch ihres Gegenparts des Xgen nunmehr ausschließlich bei den Betriebskosten statt. Bei den Kapitalkosten kommt der Kapitalkostenabgleich zur Anwendung.

