

Berlin, 18. September 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

Produktivitätsfaktor Strom

BNetzA-Konsultation vom 21. August 2024 zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

BNetzA-Geschäftszeichen: BK4-24-028

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	Hintergrund	4
3	Generelle Anmerkungen	5
	3.1 Xgen im System der Anreizregulierung	5
	3.2 Zweijahresverzug beim Inflationsausgleich	6
	3.3 Methodenkonstanz	6
	3.4 Xgen als Prognose.....	7
	3.4.1 Erfordernisse bei vergangenheitsbasierten Prognosen	7
	3.4.2 Empirische Überprüfung der Xgen-Prognosen.....	8
	3.4.3 Verbesserte Repräsentativität durch aktuelleres Stützintervall	10
	3.5 Transparenz	13
4	Anmerkungen zum Festlegungsentwurf	14
	4.1 Umsetzung Törnqvist-Methode	14
	4.1.1 Datengrundlage/Datenplausibilisierung	14
	4.1.2 Stützintervall.....	16
	4.1.3 Deflationierung der Umsatzerlöse	19
	4.1.4 Inputpreisentwicklung.....	22
	4.2 Umsetzung Malmquist-Methode	28
	4.2.1 Datengrundlage	28
	4.2.2 Anpassung des Stützintervalls für sachgerechte Xgen-Prognose	31
	4.2.3 Detailliertere Dokumentation der SFA-Berechnungen notwendig.....	35
	4.2.4 Korrektur der TOTEX um EK-Zinsen notwendig	36
	4.2.5 Ausschluss von Netzbetreibern ohne Konzessionsfläche notwendig .	37
	4.2.6 Ausweisung der kumulierten Effekte von Anpassungen notwendig ..	38
	4.3 Ableitung des Xgen	39
5	Anmerkungen zum WIK-Gutachten	39

1 Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) muss zur vierten Regulierungsperiode den Produktivitätsfaktor „Xgen“ für Stromnetzbetreiber neu festlegen und hat hierzu am 21. August 2024 die Konsultation eröffnet. Gemäß dem Festlegungsentwurf beabsichtigt die BNetzA, den Produktivitätsfaktor für die vierte Regulierungsperiode auf 0,91 % festzulegen.

Aus Sicht des BDEW bestehen **erhebliche Bedenken und Kritikpunkte** am vorliegenden Festlegungsentwurf und dem konsultierten Xgen. Die Daten der BNetzA zeigen eindrücklich, dass der für die dritte Regulierungsperiode prognostizierte Xgen massiv von den real eingetretenen Werten abweicht. Dennoch wird hier das Vorgehen der dritten Regulierungsperiode weitgehend identisch wiederholt und ist somit fehlerhaft.

Zentrale Kritikpunkte sind aus Sicht des BDEW:

- › **BNetzA-Vorgehen führt zu massiven Prognosefehlern:**
Mit den zur Berechnung des Xgen verwendeten Methoden gehen erhebliche Prognosefehler und Fehleinschätzungen bzgl. der zukünftigen Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung der Netzbetreiber einher. Die von der BNetzA veröffentlichten Daten und Berechnungstools belegen eindrücklich, dass bereits der zur dritten Regulierungsperiode ermittelte Xgen die tatsächliche Produktivitätsentwicklung der Netzwirtschaft massiv überschätzt und selbst mit dem damals angewendeten Abschlag zu einer nicht erreichbaren Produktivitätsvorgabe geführt hat (vgl. Abschnitt 3.4.2). Diese Prognosefehler müssen sorgfältig analysiert und – z. B. durch Stützintervallverkürzungen oder Abschläge auf den berechneten Wert des Xgen – wirksam eliminiert werden, um eine erneute Festlegung eines überhöhten Produktivitätsfaktors zu verhindern (vgl. Abschnitt 4.3).
- › **Ungeeigneter Netzentgeltdeflator:**
Im Rahmen der Berechnung der Produktivitätsentwicklung werden die Umsatzerlöse mit Hilfe von Netzentgelten deflationiert. Die von der BNetzA hierfür verwendeten Netzentgelte aus dem Monitoringbericht sind für eine sachgerechte Deflationierung ungeeignet, wie Analysen auf Basis einer umfassenden Abfrage der Netzentgelte aus den Preisblättern der Netzbetreiber eindeutig belegen. Mit den direkt den Preisblättern entnommenen, die oberen Spannungsebenen und die unterjährigen Netzentgeltanpassungen einbeziehenden Netzentgelten liegt eine den Entgelten des Monitoringberichts deutlich überlegene Alternative vor (vgl. Abschnitt 4.1.3 und Anlage PwC-Analyse).
- › **Verkürzung des Stützintervalls aufgrund von Strukturbrüchen notwendig:**
Die Energiewende führt zu immer höheren Anforderungen an die Netzbetreiber und signifikanten Änderungen der Versorgungsaufgabe. Die in den letzten Jahren eingetretene und auch politisch geforderte Dynamik zeichnet sich in den aktuelleren der verwendeten Daten

zwar bereits ab, wird aber durch die Verwendung des jeweils maximalen Betrachtungszeitraums überlagert von weiter zurück liegenden Vergangenheitsdaten. Aus Sicht des BDEW zeigen die Daten einen Strukturbruch, dem durch den Ausschluss älterer Daten und Verkürzung des Stützintervalls begegnet werden muss (vgl. Abschnitt 4.2.2).

› **Datenfehler beim Malmquist-Index:**

Der Parameter $y4_NetLength_N57_sum$ des Modells der vierten Regulierungsperiode wurde für die Daten der dritten Regulierungsperiode (Datenjahr 2016) unvollständig aufsummiert. Eine Korrektur ergibt eine Senkung des Malmquist-Index. Die Datenfehler müssen behoben und das Ergebnis des Malmquist-Index muss somit angepasst werden. Die korrigierten Werte zeigen zudem, dass der Strukturbruch noch stärker ist als in den Ergebnissen der BNetzA bereits sichtbar (vgl. Abschnitt 4.2.2).

2 Hintergrund

Für Netzbetreiber werden von den Regulierungsbehörden Erlösobergrenzen auf Basis geprüfter Kosten und netzbetreiberindividueller Effizienzvorgaben festgelegt. Zusätzlich wird gemäß § 9 ARegV ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Xgen) angewendet, um Kostenänderungen durch veränderte Einstandspreise und Produktivitätsveränderungen bereits während der Regulierungsperiode ansetzen zu können. Da die gesamtwirtschaftliche Änderung von Einstandspreisen und Produktivität bereits über den Verbraucherpreisindex (VPI) in die Erlösobergrenzen einfließt, soll der Xgen nur die Abweichung der Netzwirtschaft von der Gesamtwirtschaft abbilden bzw. für die Zukunft prognostizieren.

Die BNetzA muss zur vierten Regulierungsperiode den Xgen neu ermitteln und festlegen. Die Beschlusskammer 4 hat am 21. August 2024 den Festlegungsentwurf zum Xgen für Stromnetzbetreiber in der vierten Regulierungsperiode (2024-2028, nachfolgend „RP4“) veröffentlicht. Neben dem Festlegungsentwurf wurden auch die verwendeten Daten und Berechnungstools sowie ein WIK-Methodengutachten („2. Entwurf vom 24. Mai 2023“), welches bereits zum Festlegungsverfahren für den Xgen Gas herangezogen wurde, veröffentlicht.

Die Methodik zur Ermittlung des Xgen bleibt im Vergleich zur dritten Regulierungsperiode (nachfolgend „RP3“) unverändert. Es wurden zwei Methoden angewendet, der Törnqvist-Index und der Malmquist-Index. Mit der Törnqvist-Methode wurde anhand von Netzbetreiber-Daten aus dem Zeitraum 2006-2022 ein Xgen von 1,20 % ermittelt. Mit der Malmquist-Methode wurde anhand von Daten aus den Effizienzvergleichen aller vier Regulierungsperioden ein Xgen von 0,91 % ermittelt. Zur Sicherstellung einer erreichbaren Produktivitätsvorgabe soll der niedrigere Wert verwendet werden.

3 Generelle Anmerkungen

3.1 Xgen im System der Anreizregulierung

In der Anreizregulierung soll eine Simulation von Wettbewerb erfolgen. Dies bedeutet ökonomisch, dass die Erlöse der Netzbetreiber mit ihren effizienten Kosten übereinstimmen sollen. Das regulatorische Ziel des Xgen im System der Anreizregulierung ist es, in Verbindung mit der Inflationierung durch den VPI die Erlöse der Netzbetreiber im Verlauf der Regulierungsperiode an die Entwicklung der effizienten Kosten anzupassen. Der jährlich aktualisierte Verbraucherpreisindex soll einen Ausgleich für aktuelle Preissteigerungen abbilden, während der Xgen als Differenz zwischen gesamtwirtschaftlicher und netzwirtschaftlicher Entwicklung auch in der längeren Frist nur geringfügige Schwankungen aufweisen sollte.¹

$$\Delta EOG = \Delta VPI - Xgen$$

Der Xgen soll also die *Differenz* zwischen der allgemeinen Inflationsrate (Änderung VPI) und der Änderung der effizienten Netzkosten *in der kommenden Regulierungsperiode prognostizieren*. Zu diesem Zweck werden die Produktivitätsentwicklung (TFP^{Netz}) und die Preisentwicklung der Inputfaktoren (ΔIP^{Netz}) in der Netzwirtschaft sowie die Entwicklung der allgemeinen Inflationsrate ermittelt. Die BNetzA verwendet die allgemeine Inflationsrate unter Berufung auf die sogenannte Residualmethode zur Abbildung der gesamtwirtschaftlichen Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung:

$$Xgen = \Delta VPI + \underbrace{(\Delta TFP^{Netz} - \Delta IP^{Netz})}_{\text{Änderung effiziente Durchschnittskosten Netzbetrieb}}$$

Die BNetzA stützt sich bei der Ermittlung der einzelnen Positionen auf eine **rein vergangenheitsbezogene Betrachtung**. Die netzwirtschaftlichen Bestandteile des Xgen werden von der BNetzA mit zwei Methoden ermittelt. Einmal durch den Törnqvist-Index, bei dem die netzwirtschaftliche Produktivitäts- und die netzwirtschaftliche Inputpreisentwicklung getrennt ermittelt werden. Für die Berechnung des Törnqvist-Index werden Daten aus den HGB-Abschlüssen der Netzbetreiber verwendet, die durch verschiedene andere Datenquellen aus dem Monitoringbericht der BNetzA sowie diversen Preisindizes des statistischen Bundesamtes ergänzt werden. Die zweite Methode ist der Malmquist-Index. Hier werden die netzwirtschaftliche Produktivitäts- und die netzwirtschaftliche Inputpreisentwicklung als Verschiebung der

¹ Vgl. hierzu auch Oxera, Methodengutachten Xgen, 12.10.2022
https://www.bdew.de/media/documents/1000_BDEW_Stellungnahme_Oxera_Methoden_Gutachten_Xgen.pdf

effizienten Kostengrenze (Frontier Shift) gemeinsam ermittelt. Der Malmquist-Index setzt auf den Datenerhebungen der Effizienzvergleiche auf.

3.2 Zweijahresverzug beim Inflationsausgleich

Gemäß § 8 und Anlage 1 ARegV werden die Erlöse der Netzbetreiber mit der Änderung des Verbraucherpreisindex des Vorvorjahres abzüglich des Xgen angepasst, d. h. der Inflationsausgleich erfolgt in der Erlösobergrenze mit einer zweijährigen Verzögerung. Dies bedeutet eine in jedem Jahr geltende systematische und strukturelle Lücke bei der Inputpreis- und Produktivitätsanpassung, die aktuell zu Lasten der Netzbetreiber ausfällt.

Vor dem Hintergrund der systembedingten erheblichen Kostenunterdeckung aufgrund des unvollständigen Inflationsausgleichs sollte die Festlegung des Xgen deswegen mit regulatorischer Vorsicht erfolgen. Dies ist umso mehr geboten, da sowohl der Malmquist-Index wie auch der Törnqvist-Index bereits zur RP3 einen **substanziellen Prognosefehler** zu Lasten der Netzbetreiber aufwiesen.

3.3 Methodenkonstanz

Bei der Ermittlung des Xgen Strom RP4 hat die BNetzA weitgehend die Methodik aus dem Verfahren zur RP3 (BK4-18-056) und aus den Verfahren zum Xgen Gas RP3 (BK4-17-093) und RP4 (BK4-22-085) beibehalten. Der BDEW hatte in den o. g. Verfahren auf eine Reihe von Problemen hingewiesen und Anpassungsvorschläge eingebracht. Mittlerweile hat der Bundesgerichtshof die BNetzA-Festlegungen zum Xgen Gas RP3 und Xgen Strom RP3 in Hinblick auf ihre Rechtskonformität bestätigt.

Vor diesem Hintergrund ist es positiv, dass die BNetzA zur Neufestlegung des Xgen ihr bisheriges Vorgehen und möglicherweise notwendige Weiterentwicklungen durch WIK analysieren ließ. Die Ausführungen im Festlegungsentwurf und im WIK-Gutachten zeigen aber, dass hierbei hauptsächlich nach rechtlichen und nicht nach ökonomischen Maßstäben vorgegangen wurde. Im Fokus stand dabei offensichtlich der vom BGH aufgestellte Maßstab, dass methodische Verbesserungen nur dann umgesetzt werden müssen, wenn diese aus juristischer Sicht „greifbar überlegen“ sind. Insofern stellt das Gutachten keine Beurteilung der ökonomischen Sachrichtigkeit des behördlichen Vorgehens dar, sondern argumentiert in weiten Teilen auf Basis von Zirkelschlüssen. Damit bleiben Chancen für eine Verbesserung des bisherigen Vorgehens ungenutzt. Kernziel sollte aber sein, einen ökonomisch richtigen Xgen zu ermitteln.

Mit der bisherigen Vorgehensweise zur Ermittlung des Xgen, auch wenn diese vom BGH als rechtskonform bestätigt wurde, ist es **nicht möglich, einen auch nur annähernd zutreffenden Prognosewert für den Xgen zu ermitteln**. Die von der Behörde im Rahmen der Xgen-Festlegung für die RP3 ermittelten Törnqvist und Malmquist-Prognosewerte überschätzen deutlich

die nachfolgend tatsächlich stattgefundenene Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung. Dies macht deutlich, dass die Vorgehensweise seitens der Behörde modifiziert werden muss.

Der BDEW hält bezüglich der Methodik und Umsetzung an den bereits geäußerten Kritikpunkten und Anpassungsvorschlägen im Grundsatz fest.² Die Rechtsprechung des BGH räumt der BNetzA einen großen Ermessensspielraum ein und legt sie nicht auf einmal gewählte Ansätze fest. Die Behörde kann also fehlerhafte Methoden korrigieren und aus neuen Erkenntnissen lernen. Innerhalb ihrer nur rechtlich begrenzten Ermessensspielräume sollte die korrekte Abbildung ökonomischer Sachverhalte und Zusammenhänge im Fokus stehen.

Hier bestehen aus Sicht des BDEW weiterhin Defizite und Verbesserungspotenziale. Auf eine Wiederholung aller bereits thematisierten Punkte wird in der vorliegenden Stellungnahme jedoch verzichtet; allerdings erlauben wir uns, besonders zentrale Punkte erneut aufzugreifen. Zudem belegt ein Abgleich der vergangenen Xgen-Prognose der dritten Regulierungsperiode mit den seitdem realisierten Xgen-Werten, dass die im Wesentlichen fortgeführten Methoden nicht für eine valide Prognose geeignet sind.

3.4 Xgen als Prognose

3.4.1 Erfordernisse bei vergangenheitsbasierten Prognosen

Prognosen sind Aussagen auf Basis der Vergangenheit in Bezug auf zukünftige Entwicklungen. Die Grundlage jeder Prognose ist eine **Stabilitätshypothese**, die besagt, dass die für die Prognose relevanten Grundstrukturen in der Vergangenheit und Zukunft unverändert wirken.³

Dies bedeutet einerseits, dass man bei Prognosen annimmt, dass sich Entwicklungen der Vergangenheit in die Zukunft fortschreiben. Es bedeutet andererseits, dass man Entwicklungen der Vergangenheit nicht für eine Prognose heranziehen darf, wenn man weiß oder Grund zur Annahme hat, dass diese Stabilitätshypothese verletzt ist. Die niederländische Regulierungsbehörde ACM verwendet bedeutungsgleich mit der Stabilitätshypothese den Begriff der **Repräsentativität**. Im Wortlaut:

*„Je repräsentativer die verwendeten vergangenen Erkenntnisse und je robuster der Schätzer ist, desto genauer wird die Schätzung der zukünftigen Produktivitätsänderung sein, die regionale Netzbetreiber erfahren könnten. **Repräsentativ bedeutet hier, dass erwartet wird, dass die verwendeten vergangenen Realisierungen mit zukünftigen Realisierungen vergleichbar***

² Vgl. [BDEW-Stellungnahme vom 09.11.2018](#) zur BNetzA-Konsultation Xgen Strom RP3

³ <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/prognose-43498>

sind, beispielsweise weil die Umstände im Bewertungszeitraum mit denen in dem Zeitraum vergleichbar sind, für den die Änderung der Produktivität geschätzt wird. Robust bedeutet, dass die endgültige Schätzung der Produktivitätsänderung auf möglichst vielen repräsentativen Erkenntnissen aus der Vergangenheit basiert. Dadurch werden die Auswirkungen von Zwischenfällen oder Messfehlern auf die Produktivitätsänderung minimiert.“ (Zitat nach WIK-Gutachten 2023, S. 8; Hervorhebung BDEW).⁴

Bei einer strikt vergangenheitsbezogenen Berechnung wie sie die BNetzA für den Xgen durchführt, ergeben sich folgende **Anforderungen an eine valide Prognose**:

- 1) Die für den Xgen relevanten, vergangenheitsbezogenen Sachverhalte und Entwicklungen („tatsächlichen Gegebenheiten“) müssen durch die verwendeten Daten korrekt abgebildet werden.
- 2) Die verwendeten Datenjahre des Berechnungszeitraums müssen **repräsentativ** für die Datenjahre des Anwendungszeitraums sein.
- 3) Effekte, die 1) oder 2) verletzen, müssen klein und zufällig sein.

3.4.2 Empirische Überprüfung der Xgen-Prognosen

Da Prognosen Aussagen über die Zukunft sind, können sie zum Zeitpunkt der Prognose naturgemäß nicht quantitativ verifiziert oder falsifiziert werden. Stattdessen beurteilt man die Prognosegüte einer Prognosemethode danach, wie gut vergangene Prognosen **mit derselben Methode** mit der Realität übereingestimmt haben. Die Abweichung zwischen der zurückliegenden Prognose und dem sich tatsächlich realisierten Wert nennt man Prognosefehler.

Die Bestimmung von vergangenen Prognosefehlern und die Beurteilung der untersuchten Prognosemethode anhand dieser Prognosefehler ist für die empirische Verankerung einer Prognosemethode unabdingbar. Beispielsweise ist es nur so möglich, quantitativ zu beurteilen, ob eine Prognosemethode systematisch zu hohe oder zu niedrige Prognosen ausweist. Entsprechend wird der Prognosefehler standardmäßig in wissenschaftlichen (sowie wirtschaftlichen) Prognosekontexten zur Beurteilung von Prognosemethoden verwendet.

⁴ Interessanterweise scheint dies auch mit dem Verständnis des WIK übereinzustimmen: „Da aus den Berechnungen auf Basis des Stützintervalls eine Prognose für die Zukunft abgeleitet werden soll, sollten zunächst die (Rahmen-)Bedingungen im Stützintervall denen des Prognosezeitraums ähnlich sein. Dies könnten die Jahre sein, die näher an der Gegenwart liegen bzw. Jahre sein, in denen möglichst die gleichen äußerlichen Rahmenumstände gelten wie im Prognosezeitraum.“ (S. 30 WIK-Gutachten 2023)

Die BNetzA verwendet für die Ermittlung des Xgen für die RP4 die gleichen Prognosemethoden wie zur RP3. Spätestens zum jetzigen Zeitpunkt hätte es zwingend zu einer sachgemäßen Beurteilung der von ihr verwendeten Prognosemethoden gehört, die mit den verwendeten Prognosemethoden erzielten Prognosefehler zu bestimmen und die Prognosemethoden anhand der Ergebnisse zu beurteilen. Das Unterlassen der Untersuchung der Prognosefehler bedeutet das Ignorieren elementar wichtiger Information zur Einschätzung, ob die verwendeten Prognosemethoden im gegebenen Kontext verlässliche und valide Prognosen produzieren.

Die im Verfahren zum Xgen RP3 ermittelten Werte waren 1,82 % für den Törnqvist-Index (Datenzeitraum 2006-2017) und 1,35 % für den Malmquist-Index (Datenzeitraum 2006-2016).

Diese Prognosewerte lassen sich durch den vorliegenden Konsultationsentwurf mit den realisierten Werten der Anschlusszeiträume vergleichen. Für den Törnqvist-Index beträgt der realisierte Wert -0,84 % für den Zeitraum 2017-2022, für den Malmquist-Index 0,19 % für den Zeitraum 2016-2021. Die beiden realisierten Werte liegen somit dramatisch unter den in der RP3 angesetzten Prognosen. Und selbst der höhere Wert von 0,19 % liegt sehr deutlich unterhalb des nach Berücksichtigung eines Abschlags (0,45 %) festgelegten Xgen von 0,90 % der RP3.

	Prognostizierter Xgen Festlegung 3. RP	Realisierter Xgen seit Festlegung 3. RP
Malmquist	1,35 %	0,19 %
Törnqvist	1,82 %	-0,84 %

Tabelle 1: Gegenüberstellung berechneter und realisierter Xgen

Dieses Auseinanderklaffen der Prognosewerte von den sich daraufhin realisierten Werten bedeutet einen durchschnittlichen jährlichen Prognosefehler von 2,66 Prozentpunkten im Törnqvist und von 1,16 Prozentpunkten im Malmquist – jeweils zu Ungunsten der Stromnetzbetreiber. Dies bestätigt die zahlreichen Hinweise und Belege der Branche, die bereits zur Festlegung der RP3 vor einer Überschätzung des Xgen gewarnt hatte.

Die realisierten Prognosefehler zeigen die mangelnde Eignung der von der BNetzA im Konsultationsentwurf gewählten Gesamtmethodik zur Bestimmung eines validen Xgen für die Zukunft. Eine Anpassung dieser Methodik ist zur Bestimmung eines validen Xgen unerlässlich. Im Folgenden stellen wir Ansätze vor, dies zu erreichen.

Die nachstehenden Ausführungen beziehen sich auf die Verkürzung des Stützintervalls im Törnqvist. Auch bei den Berechnungen mit dem Malmquist-Index sollte ein aktuelles Stützintervall verwendet werden, um eine valide Prognose des Xgen erhalten zu können (vgl. Abschnitt 4.2.2).

Forderung:

Die BNetzA sollte empirisch analysieren, ob die verwendeten Methoden und Ansätze in der Vergangenheit zu einer sachgerechten Prognose der Entwicklung in der dritten Regulierungsperiode geführt haben und welche Anpassungen notwendig sind.

3.4.3 Verbesserte Repräsentativität durch aktuelleres Stützintervall

Für eine valide Prognose muss (insbesondere) das Stützintervall zur Berechnung des Xgen repräsentativ für den Anwendungszeitraum des Xgen sein.

Das für die Berechnung des Xgen herangezogene Stützintervall ist durch zwei Strukturbrüche gekennzeichnet, die sich auch deutlich in den verwendeten Daten der Netzbetreiber widerspiegeln. Das Stützintervall beginnt im Jahr 2006. Im Jahr 2005 wurde das Energiewirtschaftsgesetz fundamental geändert, indem das gesellschaftsrechtliche Unbundling und die ex ante Entgeltregulierung der Energienetze eingeführt wurde. Die Umsetzung der Entflechtung und der Beginn der Entgeltregulierung führte in den Folgejahren ab 2006 zu strukturellen Umgestaltungen der Unternehmen mit erheblichen Effekten auf die Jahresabschlüsse der Netzbetreiber. Erst mit Einführung der Anreizregulierung im Jahr 2009 hat sich die regulatorische Prüfungspraxis stabilisiert und regulatorische Sondereffekte haben an Gewicht verloren. Es ist offenkundig, dass sich einmalige auf die Umsetzung der Entflechtung und Einführung der Regulierung zurückgehende Effekte sich in der RP4 nicht wiederholen werden. Somit ist der Anfangszeitraum des Stützintervalls für den Anwendungszeitraum nicht repräsentativ und kann für eine valide Prognose des Xgen nicht herangezogen werden.

Eine zweite Entwicklung, die Fragen zur Repräsentativität aufwirft, ist die über die vergangenen Regulierungsperioden immer stärker fortschreitende Energiewende. Diese bringt einerseits immer stärkere Investitionsbedarfe mit sich und ändert andererseits die Anforderungen und Herausforderungen des operativen Netzbetriebs grundlegend. Auch dies lässt sich anhand der Kostendaten der Netzbetreiber belegen.

Die von der BNetzA verwendete Datengrundlage spiegelt die mangelnde Repräsentativität der Anfangsjahre sehr deutlich wider (vgl. Abbildung 1). Die für das Ergebnis des Törnqvist-Index sehr bedeutsamen Netzentgelte sinken in den ersten Jahren als direkte Folge der gesetzlichen und regulatorischen Änderungen und der daraus folgenden Anpassungsprozesse. Dann folgt eine kurze Plateauphase. Ab dem Jahr 2011 steigen die Netzentgelte dann recht kontinuierlich bis zum Jahr 2022. Es ist offenkundig, dass eine Entwicklung, die als Prognose den Trend der Netzentgelte von 2006 bis 2022 (also eine Verbindungslinie der Netzentgelte 2006 zu 2022) unterstellt, die wahre Entwicklung der Netzentgelte nach 2022 mit an Sicherheit grenzender

Wahrscheinlichkeit deutlich unterschätzt. Der so begangene Prognosefehler würde direkt auf die Prognose des Xgen durchschlagen.

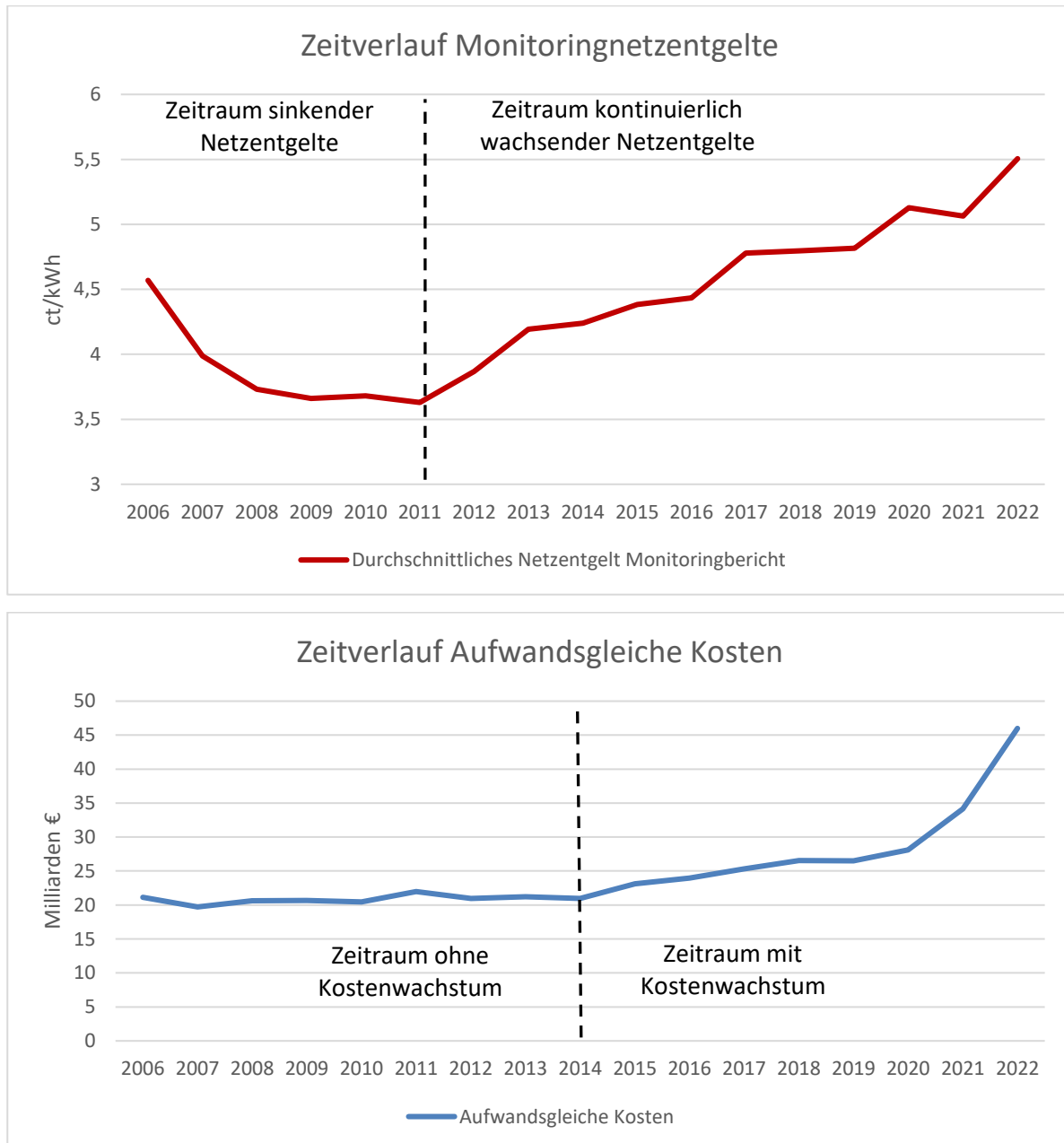


Abbildung 1: Netzentgelte und Aufwandsgleiche Kosten (Vorleistungen, Personalkosten, ...)

Die – für die Höhe des Xgen ähnlich wichtigen – aufwandsgleichen Kosten sinken im ersten Jahr leicht, verlaufen danach einige Jahre flach mit leichten Schwankungen und steigen seit

2014 mehr und mehr an. Auch hier würde ein Trend über das volle Stützintervall 2006-2022 den Kostenanstieg nach dem Jahr 2022 sehr wahrscheinlich deutlich unterschätzen.

Die aus der EnWG-Novelle 2005 erwartbare Anpassung spiegelt sich insbesondere in den Netzentgelten wider. Dies für sich genommen verifiziert bereits die mangelnde Repräsentativität des Anfangszeitraums für den späteren Verlauf bis in die Gegenwart. Die Entwicklung der aufwandsgleichen Kosten und die weitgehende Konstanz dieser Kosten zwischen 2006 und 2014 lässt ebenso auf Auswirkungen des veränderten regulatorischen Rahmens schließen. Die einsetzende Wirkung der Energiewende lässt sich mit der ab 2014 einsetzende Kostensteigerung in Verbindung bringen. Auch hinsichtlich der aufwandsgleichen Kosten besteht also vor allem in Hinblick auf die Anfangsjahre des Stützintervalls das Problem der mangelnden Repräsentativität.

Der Verlauf der Xgen Jahreswerte (vgl. Abbildung 2) verifiziert die bisherigen Erkenntnisse ein weiteres Mal: Die Anfangswerte (übereinstimmend mit den Jahren der Entflechtung und Umstellung der Regulierung) unterscheiden sich ganz offenkundig systematisch von den späteren Werten des Stützintervalls. Es kann deshalb auch nicht sinnvollerweise erwartet werden, dass die Anfangsjahre des Stützintervalls repräsentativ für die Jahre der RP4 sind. Um es nochmals in Erinnerung zu rufen: Eine zweite Entflechtung und erneute Einführung der Anreizregulierung in der RP4 ist ausgeschlossen.

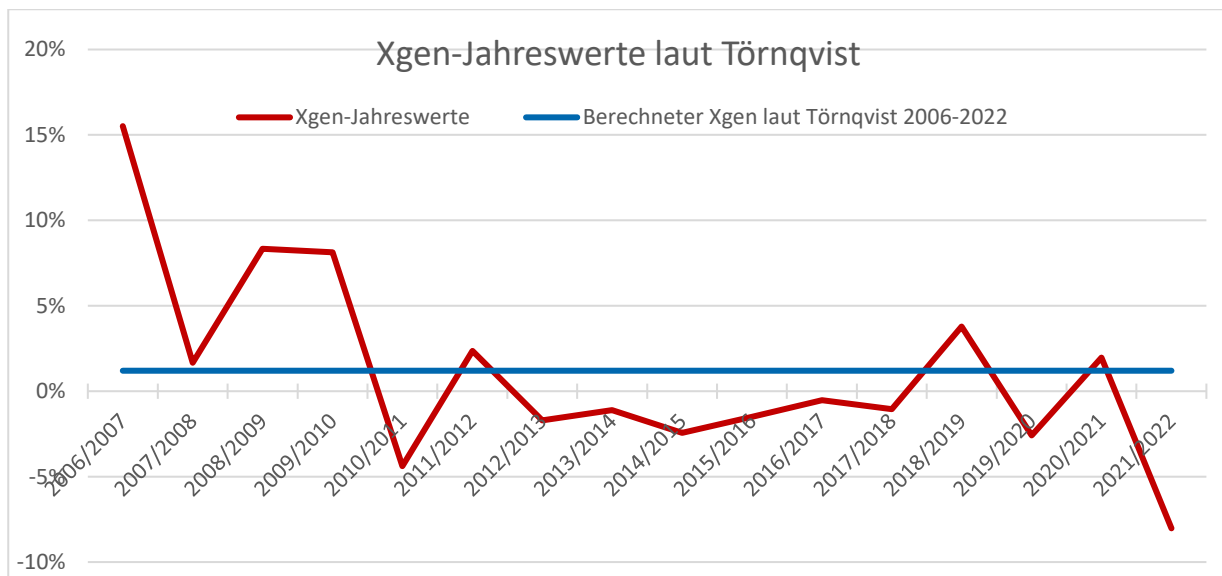


Abbildung 2: Xgen-Jahreswerte (Xgen-Werte basierend auf einem Zweijahreszeitraum; der berechnete Gesamt-Xgen von 1,20 % ergibt sich aus einem Mittelwert dieser Xgen-Jahreswerte)

Eine signifikante Verbesserung der Repräsentativität des Berechnungszeitraums wäre nur bei einer Verkürzung des Stützintervalls um die Anfangsjahre des Datenzeitraums zu erwarten. Die Anfangsjahre waren bereits nicht repräsentativ für den Zeitraum der RP3 (wie von der Netzbranche damals bereits angemahnt) und haben so die Prognose für die dritte Regulierungsperiode nach oben verzerrt – mit dem Ergebnis einer deutlichen Überschätzung des Xgen im Törnqvist. Bei der Beibehaltung der Anfangsjahre im Stützintervall müsste man auch für die RP4 eine deutliche Überschätzung erwarten.

Das eine richtige Stützintervall lässt sich selbstverständlich nicht objektiv herleiten, sondern es besteht ein Entscheidungsspielraum unter der Menge der repräsentativen Stützintervalle. Es ist jedoch klar, dass eine ganze Reihe an Stützintervallen existiert, die erwartbar sehr viel repräsentativer für den Anwendungszeitraum der RP4 sind als das von der BNetzA gewählte Stützintervall. Hier seien beispielhaft die Intervalle 2009-2022 und 2017-2022 genannt. Für beide Alternativen kann im Vergleich zum von der BNetzA gewählten Stützintervall eine sehr viel stärkere Repräsentativität der Daten für die Zukunft erwartet werden.

Forderung:

Die BNetzA sollte für die Prognose der Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung ein aktuelleres und repräsentativeres Stützintervall heranziehen.

3.5 Transparenz

Die BNetzA hat zusammen mit dem Festlegungsentwurf auch die verwendeten aggregierten Daten, Berechnungstools und Programmcodes veröffentlicht.

Mit den Veröffentlichungen und Erläuterungen im Festlegungsentwurf konnten das Vorgehen und die Ergebnisse weitgehend überprüft und nachvollzogen werden. **Der BDEW begrüßt ausdrücklich das hohe Maß an Transparenz.**

Allerdings ist auch mit den vorliegenden Datenveröffentlichungen das Vorgehen der BNetzA nicht vollständig nachzuvollziehen. Dies betrifft einerseits den Umgang mit Umlagesachverhalten im Törnqvist-Index (vgl. Abschnitt 4.1.1) und andererseits auch die mangelnde Transparenz bei den Malmquist Sensitivitätsanalysen (vgl. Abschnitt 4.2.3).

4 Anmerkungen zum Festlegungsentwurf

4.1 Umsetzung Törnqvist-Methode

4.1.1 Datengrundlage/Datenplausibilisierung

Datenfehler / unplausible Daten

Eine oberflächliche Überprüfung der Daten hat erste Hinweise auf unplausible Daten und mögliche Datenfehler ergeben:

- › In den Jahren 2017-2022 gibt es jeweils einen Wert mit negativen AKHK.
- › In den Geschäftsjahren 2006-2010 gibt es Fehleintragungen von Anlagevermögen, dessen Aktivierungsdatum aber erst nach Abschluss des Geschäftsjahres in den Folgejahren liegt (Anzahl der Fehleintragungen: 9/3/3/1/1). Das ist auch in den Jahren 2017-2021 zu finden (Anzahl 2/1/1/2/1).
- › Zudem wurden von den Netzbetreibern Angaben in den Anlagengruppen Moderne Messeinrichtungen und Smart-Meter-Gateway getätigt. Diese Anlagengruppen sind nicht EOG-relevant – gemäß § 7 Abs. 2 MsbG sind Erlöse und Kosten des grundzuständigen Messstellenbetreibers für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme nicht in den Erlösobergrenzen des VNB anzusetzen. Zudem ist gemäß § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG die Tätigkeit des grundzuständigen Messstellenbetriebs für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme entsprechend den Regelungen der buchhalterischen Entflechtung in § 6b EnWG von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung zu trennen und in einem eigenen testierten Tätigkeitsabschluss auszuweisen. Die Anlagengruppen entfallen daher auf Tätigkeitsabschlüsse außerhalb der Elektrizitätsverteilung/-übertragung.

Forderung:

Die BNetzA sollte den aufgezeigten Unplausibilitäten nachgehen und Datenfehler korrigieren.

Eliminierung von Umlagesachverhalten

Nach Vorgabe der BNetzA mussten die Netzbetreiber alle Aufwendungen und Erträge, die im Zusammenhang mit der Abwicklung von Umlagesachverhalten stehen (mit Ausnahme der Positionen G2.3 und G2.4 im Tabellenblatt „Datenabfrage“) aus den Umsatzerlösen bzw. den betreffenden Aufwandspositionen herausrechnen. Ohne diese Korrektur wäre die berechnete Produktivität verzerrt, da es sich bei den Umlagesachverhalten um durchlaufende Finanzierungsströme handelt, welche die tatsächlichen Umsätze und Vorleistungen überlagern.

Die BNetzA hatte in ihrer Rundmail vom 25.11.2022 klargestellt, dass die Positionen G.2.3 („§ 19 StromNEV-Aufwand bei Forderungsausfall aufgr. von Insolvenz, aus an privilegierte Netzkunden gewährten Reduzierungen“) und G.2.4 („§ 19 StromNEV-Ertrag aus Erstattungen der ÜNB für an privilegierte Netzkunden gewährte Reduzierung“) im Gegensatz zu allen anderen Umlagepositionen bei den jeweiligen Aufwendungen und Erträgen nicht zu bereinigen sind, da es sich zum einen bei der Position G.2.3 um insolvenzbedingte Erlösausfälle handelt, die nicht vom ÜNB ausgeglichen wurden und somit beim Netzbetreiber verblieben sind. Zum anderen handelt es sich bei den Erträgen aus Position G.2.4 um durch den ÜNB erstattete entgangene Erlöse aufgrund von Gewährung von rabattierten Sondernetzentgelten, die der Deckung der Netzkosten dienen.

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der Bereinigung waren durch die Netzbetreiber alle im Tabellenblatt „Datenabfrage“ unter Punkt G aufgeführten Felder zu Aufwendungen und Erträgen im Zusammenhang mit Umlagesachverhalten vollumfänglich zu befüllen. Die auf die Umsatzerlöse entfallenden Umlagesachverhalte (mit Ausnahme der Positionen G2.4) waren im Tabellenblatt „Datenabfrage“ u. a. in der Unterposition B1.1 "davon Umsatzsteuer, Stromsteuer, gesetzliche Umlagen“ auszuweisen und in der Position B1.3 vollständig aus den Umsatzerlösen herauszurechnen. Tatsächlich haben die Netzbetreiber aber in der Position B1.1 deutlich höhere Werte angegeben als Umlageerträge für die Umlagesachverhalte (mit Ausnahme der Positionen G2.4) unter Punkt G angegeben wurden:

$B1.1 > G1.2+G1.3+G2.1+G3.2+G3.4+G4.2+G4.4+G5.2+G5.4.$

Der Zusammenhang zwischen den Umsätzen, bereinigten Umsätzen und Umlagen kann somit nicht verifiziert werden.

Zudem ist anzumerken, dass der um Umlagen bereinigte Umsatz in der Position B.1.3 weiterhin die Position G.2.4 enthält. D. h. die Umsatzerlöse stellen sich so dar, als hätte es keine rabattierten Netzentgelte nach § 19 StromNEV gegeben. Die Umsatzrückgänge bei den Netzbetreibern durch die Gewährung von rabattierten Sondernetzentgelten nach § 19 StromNEV werden durch die Berücksichtigung der Erstattung der ÜNB in Position 2.4 ausgeglichen. Die Umsätze der Netzbetreiber fallen demnach so aus, als wenn das Standardnetzentgelt zur Anwendung gekommen wäre.

Forderung:

Die BNetzA sollte transparent und nachvollziehbar aufzeigen, ob und wie die Umlagesachverhalte vollständig und korrekt bereinigt wurden.

Unplausible Entwicklung von 2006 zu 2007

Wichtige Datenreihen zeigen einen sehr **deutlichen Rückgang von 2006 auf 2007**.

	Veränderung 2007 zu 2006
Geleistete Arbeitsstunden	-18,66 % p.a.
Anzahl Personal	-18,76 % p.a.
Personalaufwand	-32,29 % p.a.
Abschreibungen	-28,98 % p.a.

Tabelle 2: Jährliche Veränderung ausgewählter Datenreihen von 2006 zu 2007

Zu dem drastischen Rückgang von 2006 auf 2007 liegt bisher keine sachlogische Erklärung vor, da sich die tatsächliche Versorgungsaufgabe und die von den Netzbetreiber eingesetzten Ressourcen nicht wesentlich verändert haben. Die einzig mögliche Erklärung sind die im Abschnitt 4.3.4 beschriebenen Anpassungen in der Organisationsstruktur der Netzbetreiber im Zuge des Unbundlings. Diese nominellen Änderungen besitzen unter diesen Umständen selbstverständlich keinerlei Aussagekraft über tatsächliche Änderungen in Produktivität oder Inputpreisen der Netzwirtschaft in Vergangenheit oder Zukunft.

Der BDEW hatte bereits bei den bisherigen BNetzA-Festlegungsverfahren zu den Produktivitätsfaktoren für Strom- und Gasnetzbetreiber auf die Problematik hingewiesen, vgl. BDEW-Stellungnahmen vom 17. November 2017 und 8. Dezember 2017 zu Xgen Gas RP3 (BK4-17-093), vom 9. November 2018 und 26. November 2018 zum Xgen Strom RP3 (BK4-18-056) und vom 4. Oktober 2023 zum Xgen Gas RP4 (BK4-22-085).

Durch die Einbeziehung der unplausiblen Daten aus 2006 wird die tatsächliche Entwicklung der Netzwirtschaft nicht sachgerecht abgebildet und damit auch die Entwicklung in den Folgejahren falsch prognostiziert.

4.1.2 Stützintervall

Die BNetzA verwendet weiterhin das längste mögliche Stützintervall von 2006 bis 2022. Wie in Abschnitt 3.4 erläutert, ist dieses Stützintervall nicht repräsentativ für den Anwendungszeitraum und somit nicht für eine valide Prognose des Xgen geeignet. Für eine valide Prognose muss das Stützintervall um die Anfangsjahre verkürzt werden.

Plausibilisierung des Stützintervalls durch die BNetzA

Die BNetzA „plausibilisiert“ das von ihr gefundene Ergebnis hinsichtlich des Einbezugs des Jahres 2006 wie schon in der RP3 mit einem Durchschnitt aus Stützintervallen, die mit dem Jahr 2007 beginnen und sukzessive die Endjahre 2010 bis 2022 durchlaufen. Sie vergleicht also ein einziges Stützintervall (2006-2022) mit einem Durchschnitt aus mehreren anderen Stützintervallen; ein Vorgehen, das hinsichtlich der miteinander verglichenen Stützintervalle beliebig ist und elementare Regeln der Logik eines Vergleichs verletzt. Insofern kann mit dieser „Rechnerei“ auch kein logischer Bezug zu der Frage hergestellt werden, inwieweit das Jahr 2006 die Berechnung des Xgen übermäßig beeinflusst. Entsprechend ist diese Arithmetik und ihr numerisches Ergebnis nicht von Relevanz für die Frage ob das Jahr 2006 besonderen Einfluss auf das Ergebnis des Törnqvist-Index hat. Erst recht hat diese Arithmetik keine Relevanz für die Frage, ob das das Intervall 2006-2022 ein geeignetes, insbesondere repräsentatives, Stützintervall für einen Xgen mit Anwendungszeitraum in der RP4 darstellt.

Die BNetzA weist darauf hin, dass ein „explosiver Anstieg“ der Systemdienstleistungskosten im Jahr 2022 das Törnqvist-Ergebnis drastisch geringer ausfallen ließe. Diese Kosten seien auf der Aufwandsseite im Jahr 2022 enthalten, aber noch nicht auf der Umsatzseite. Dies erscheint nur schwer nachvollziehbar, da die Umsatzerlöse von 2021 auf 2022 in einem höheren Umfang angestiegen sind als die Kosten. Dies lässt sich unter anderem anhand der Umsatz- und Kostenentwicklung der veröffentlichten, individuellen ÜNB-Erhebungsbögen zum Törnqvist belegen und lässt ist durch den folgenden Umstand begründet:

Die gestiegenen Beschaffungskosten für die Systemdienstleistungen finden sich sowohl in den Kosten als auch in den Umsatzerlösen der ÜNB wieder. Die HGB-Umsätze der ÜNB umfassen sowohl die vereinnahmten Netzentgelte des Jahres 2022 als auch Forderungen auf dem Regulierungskonto für über die prognostizierten Ansätze in der Erlösobergrenze hinausgehenden Kostenumfänge.

Die Feststellung der BNetzA wonach die Daten des Jahres 2022 durch eine einmalige, besonders hohe Systemdienstleistungskostenposition gekennzeichnet ist, der kein Entsprechung auf der Seite der Umsatzerlöse gegenübersteht, ist somit nicht korrekt.

Es ist vielmehr so, dass vom Jahr 2021 zum Jahr 2022 schlicht die Inputpreise für Vorleistungen sehr stark angestiegen sind – prozentual stärker als der Verbraucherpreisindex. Zudem war der reguläre (nicht systemdienstleistungsbedingte) Netzentgeltanstieg von 2021 auf 2022 deutlich. Dies sind Entwicklungen die grundsätzlich immer die Berechnung des Törnqvist-Index beeinflussen und auch beeinflussen sollen. Veränderungen bspw. des Inputpreisdifferentials soll der Xgen ja gerade abbilden (insbesondere am Ende des Stützintervalls sind diese im Prognosekontext sogar besonders bedeutsam).

In Tabelle 3 sind die möglichen, mindestens vier Jahre umfassenden Stützintervalle aufgeführt. Die verschiedenen Stützintervalle zeigen vor allem eine Tendenz: Wenn die Betrachtungszeiträume verkürzt werden, indem die nicht repräsentativen Anfangsjahre aus der Betrachtung entfernt werden, ergeben sich für den Xgen fast ausschließlich nur noch negative Werte. Auch diese Betrachtung verdeutlicht also den verzerrenden Einfluss der ersten, nicht repräsentativen, Jahre auf den Xgen.

Xgen	bis													
von	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
2006	8,47%	8,38%	5,72%	5,15%	4,14%	3,47%	2,79%	2,36%	2,10%	1,84%	1,99%	1,65%	1,67%	1,20%
2007		6,04%	3,33%	3,14%	2,31%	1,81%	1,27%	0,96%	0,81%	0,64%	0,91%	0,63%	0,73%	0,28%
2008			3,88%	3,49%	2,43%	1,83%	1,21%	0,87%	0,71%	0,54%	0,84%	0,54%	0,65%	0,18%
2009				1,92%	1,00%	0,57%	0,06%	-0,16%	-0,20%	-0,30%	0,11%	-0,14%	0,04%	-0,43%
2010					-1,26%	-1,22%	-1,46%	-1,47%	-1,34%	-1,30%	-0,74%	-0,93%	-0,67%	-1,12%
2011						-0,16%	-0,73%	-0,89%	-0,83%	-0,86%	-0,28%	-0,54%	-0,29%	-0,82%
2012							-1,75%	-1,69%	-1,46%	-1,39%	-0,65%	-0,90%	-0,58%	-1,14%
2013								-1,68%	-1,39%	-1,32%	-0,47%	-0,78%	-0,44%	-1,08%
2014									-1,49%	-1,38%	-0,35%	-0,73%	-0,35%	-1,08%
2015										-1,02%	0,19%	-0,38%	0,01%	-0,88%
2016											0,75%	-0,10%	0,31%	-0,78%
2017												0,04%	0,52%	-0,84%
2018													1,02%	-0,79%
2019														-2,42%

Tabelle 3: Törnqvist-Xgen je Stützintervall

Einbezug der Anfangsjahre in das Stützintervall

Mit dem Xgen trifft die BNetzA eine Prognose für die Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung der Netzwirtschaft in der Zukunft, basierend auf den Entwicklungen der Vergangenheit. Sie begründet das von ihr gewählte Stützintervall 2006-2022 damit, dass ein möglichst langer Betrachtungszeitraum grundsätzlich einmalige temporäre Effekte glättet. Es handele sich um plausibilisierte Daten und mögliche strukturelle Veränderungen bildeten die tatsächlichen Gegebenheiten ab (S. 25 im Festlegungsentwurf). Diese Begründungen zeugen von konzeptionellen Missverständnissen.

In den Anfangsjahren des Stützintervalls sind generell andere Entwicklungen zu beobachten als in den darauffolgenden Jahren (vgl. Abschnitt 3.4.3). Insbesondere zwischen den Jahren 2006 und 2007 sind ungewöhnliche Veränderungen zu verzeichnen (vgl. Tabelle 2). Diese Veränderungen können nur durch einmalige Anpassungen in der Netzwirtschaft aufgrund der Änderung des Regulierungsrahmens ab 2005 erklärt werden.

Die Auffassung der BNetzA, der Xgen diene dazu den VPI hinsichtlich etwaiger Besonderheiten einschließlich (regulatorischer oder sonstiger) Einmaleffekte in der Einstands- und Produktivitätsentwicklung in der Netzbranche im Vergleich zur Gesamtwirtschaft in der Vergangenheit

zu korrigieren, beruht auf einem konzeptionellen Missverständnis: Zweck des Xgen ist es, den Unterschied zwischen der Änderung des VPI und der Änderung der effizienten Kosten in der kommenden Regulierungsperiode, also *in der Zukunft*, zu korrigieren. Unterschiede zwischen Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft aus der Vergangenheit sind nur insoweit der richtige Maßstab für den Xgen, als dass diese Unterschiede aus der Vergangenheit übertragbar auf die entsprechenden Unterschiede in der Zukunft sind (Repräsentativität).

Die Annahme der BNetzA „einmalige temporäre Effekte“ bzw. „Sondersachverhalte“ würden generell sich gegenseitig aufheben bzw. sich gegenseitig „glätten“, gilt nur für Abweichungen, die klein und zufällig sind („Fehlerterme“ in der Statistik).⁵ Dies ist für die Anfangsjahre des Stützintervalls, insbesondere das Jahr 2006, nicht der Fall. Entsprechend hat die Berücksichtigung dieser Jahre zum in dieser Stellungnahme dokumentierten Prognosefehler aus der Festlegung der dritten Regulierungsperiode geführt (vgl. Abschnitt 3.4) und würde auch im konsultierten Festlegungsentwurf zu einem vergleichbaren Prognosefehler führen.

4.1.3 Deflationierung der Umsatzerlöse

Zur Berechnung der Produktivitätsentwicklung im Rahmen des Törnqvist-Indexes müssen die als Output verwendeten Umsatzerlöse mit einem geeigneten Netzentgeltdeflator preisbereinigt werden. Wie bereits in der RP3 verwendet die BNetzA für die Preisbereinigung die im Monitoringbericht veröffentlichten Netzentgelte von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden der Jahre 2006 bis 2022.

Die Verwendung eines Netzentgeltdeflators basierend auf den Monitoring-Netzentgelten wurde seitens der Netzbetreiber bereits in der Festlegung zur RP3 kritisiert. An dieser Auffassung hält der BDEW grundsätzlich fest.

Zentrale Mängel der Monitoring Netzentgelte sind in folgenden Punkten zu sehen:

- › Netzentgelte der Spannungsebenen oberhalb der Mittelspannung werden in den Monitoring-Netzentgelten überhaupt nicht berücksichtigt. Da die Netzentgelte im Betrachtungszeitraum in den oberen Spannungsebenen, insbesondere die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber, deutlich stärker angestiegen sind als die Netzentgelte der Verteilnetzbetreiber in den unteren Spannungsebenen, verläuft der Netzentgeltdeflator im

⁵ Für eine ausführliche Darstellung dieses Sachverhaltes verweisen wir auf die [BDEW-Stellungnahme vom 04.10.2023](#) zum Xgen Gas RP4 (Abschnitt 3.4.2).

Betrachtungszeitraum deutlich zu flach und die Produktivitätsentwicklung der Netzbetreiber wird überschätzt.

- › Unterjährige Netzentgeltanpassungen in den Jahren 2006 bis 2008 werden in den Monitoring-Netzentgelten nicht berücksichtigt. Dies führt zu einem systematischen Auseinanderfallen von Netzentgelten, aus denen sich die Umsatzerlöse bilden, und Netzentgelten, die in den Netzentgeltdeflator eingehen. Die Nichtberücksichtigung unterjähriger Netzentgeltanpassungen führt dazu, dass die Umsatzerlöse des Jahres 2006 mit einem zu hohen Netzentgelt deflationiert werden und sich unplausibel hohe Produktivitätsentwicklungen in den Anfangsjahren des Betrachtungszeitraumes ergeben.
- › Und schließlich ist die Datenqualität der Monitoring Netzentgelte als eher gering einzustufen. Die Abfrage der Netzentgelte im Rahmen des Monitoringberichtes erfolgte in den Anfangsjahren des Betrachtungszeitraumes ausschließlich und heute zumindest noch teilweise über die Vertriebe und nicht über die Netzbetreiber. Um die Netzentgelte korrekt zu melden, müssten die Vertriebe komplexe Durchschnittsrechnungen über die abgesetzten Mengen in unterschiedlichen Verteilnetzgebieten und die dort geltenden Netzentgelte anstellen. Es ist davon auszugehen, dass Vertriebe die Meldungen häufig nicht so vornehmen wie es von der BNetzA intendiert ist, insbesondere da die entsprechende Abfrage eine Einzelabfrage im Zusammenhang der sehr viel größeren Datenabfrage zum Monitoringbericht ist. Für die Vertriebe spielt die Korrektheit der gemeldeten Daten hierbei keine Rolle, es sind keine Konsequenzen irgendeiner Art für die Vertriebe mit der Korrektheit der Daten verbunden.

Aus den genannten Gründen sind die Netzentgelte des Monitoringberichts nicht geeignet, eine ökonomisch sachgerechte Deflationierung der Umsatzerlöse sicherzustellen.

Deswegen hatte der BDEW in seiner Stellungnahme vom 24. August 2022 zur BNetzA-Konsultation zur Datenerhebung für die Ermittlung des Xgen (BK4-22-084) vorgeschlagen, die Datenerhebung um eine Abfrage der Netzentgelte und Jahresarbeit an Letztverbraucher zu erweitern, um einen sachgerechten Netzentgeltdeflator ermitteln zu können. Die Behörde ist diesem Vorschlag aber nicht gefolgt, ohne dies weiter begründet zu haben.⁶ Dies ist umso erstaunlicher, als die Beschlusskammer einen Teil der benötigten Daten (die Letztverbraucher-mengen) in der Datenerhebung zum Xgen 3. Regulierungsperiode bereits einmal erhoben hatte. Erstaunlich ist auch, dass man seitens der Behörde auf eine Abfrage der für die Berechnung des Xgen äußerst wichtigen Netzentgelte verzichtet hat, gleichzeitig aber mehrere

⁶ BNetzA, Beschluss BK4-22-084 vom 16.09.2022, S. 11

Bilanzpositionen abgefragt hat, die für die Berechnung des Xgen überhaupt nicht benötigt werden.

PwC hat im Rahmen des BMT-Datenpool-Projekts der Verbände BDEW, Geode und VKU eine Netzentgeltabfrage bei den Netzbetreibern vorgenommen und einen umfassenden Deflator, der auch die Netzebenen der oberen Spannungsebenen berücksichtigt, berechnet. Die Ergebnisse sind dem als Anlage beigefügten Foliensatz von PwC zu entnehmen. Danach haben sich insgesamt 185 Netzbetreiber an der Abfrage beteiligt und es konnte eine Marktabdeckung von 79 % der Umsatzerlöse erreicht werden.

Die Auswertungen von PwC (vgl. Anlage) zeigen, dass insbesondere in den Anfangsjahren des Betrachtungszeitraums die von den Netzbetreibern auf Basis ihrer Preisblätter angegebenen Netzentgelte deutlich geringer waren als die Netzentgelte des Monitoringberichtes. Da die Netzentgeltberechnungen je Spannungsebene im Gegensatz zum Monitoringbericht außerdem nicht nur auf einem einzigen Abnahmefall beruhen, dürften sie auch im Hinblick auf die tatsächlichen Abnahmeverhältnisse deutlich repräsentativer sein.

PwC berechnet auf Basis der Netzbetreiberangaben und der jeweiligen Abnahmefälle von Eurostat, Destatis und VDE drei mit den jeweiligen Letztverbrauchermengen gewichtete alternative durchschnittliche Netzentgelte. Hierbei werden alle Spannungsebenen und Umspannebenen berücksichtigt. Verwendet man nun diese alternativen Netzentgeltdeflatoren für die Preisbereinigung der Umsatzerlöse, ergeben sich deutlich niedrigere Werte für den Xgen. Für die Eurostat-Abnahmefälle ergibt sich ein Xgen von -0,21 %, für die VDE-Abnahmefälle ein Xgen von +0,18% und für die Destatis-Abnahmefälle ein Xgen von +0,06 %. In allen Fällen liegt der Wert deutlich niedriger als der konsultierte Xgen in Höhe von 0,91 %.

Im Gegensatz zu den Monitoring-Netzentgelten stellen die bei den Netzbetreibern abgefragten Netzentgelte eine deutlich überlegene Alternative für den Preisbereinigung der Umsatzerlöse dar. Sie beziehen die Letztverbraucher auf den oberen Spannungsebenen mit ein, sind repräsentativer, da sie auf einer größeren Anzahl von Abnahmefällen beruhen und werden direkt den in den jeweiligen Jahren verwendeten Preisblättern der Netzbetreiber entnommen. Zudem können unterjährige Anpassungen der Netzentgelte tagesgenau in die Berechnung des Deflators einfließen. Nach Einschätzung des BDEW sollte ein Abdeckungsgrad von 80 % der Umsatzerlöse mehr als hinreichend für ein repräsentatives Ergebnis sein. Alternativ hätte die Beschlusskammer im Zuge der Datenerhebung auch eine Vollerhebung der Netzentgelte vornehmen können, wie sie der BDEW vorgeschlagen hat.

Die BNetzA rechtfertigt die Nichtberücksichtigung der Spannungsebenen ab der Umspannung Mittelspannung zu Hochspannung zudem damit (S. 28 Beschlussentwurf), dass Netzentgelte für die Nutzung höherer Netzebenen insbesondere von den Kunden der Mittel- und

Niederspannungsebene getragen würden. Wie die Auswertungen des BDEW aber ergeben haben, entfallen auch auf die Netzebenen oberhalb der Mittelspannung nicht vernachlässigbare Letztverbrauchermengen.

Diese Kundengruppen müssen aber nach Auffassung der BNetzA nicht berücksichtigt werden, weil sie im Regelfall nicht die Standardnetzentgelte, sondern nur die weniger stark gestiegenen Sondernetzentgelte i. S. d. § 19 Abs. 2 StromNEV in Rechnung gestellt bekommen. Die tatsächlich von den Letztverbrauchern gezahlten Entgelte seien wegen der Rabatte nicht gestiegen, sondern teilweise sogar rückläufig gewesen, weshalb die Preisentwicklung der Netzentgelte der an der Übertragungsebene angeschlossenen Letztverbraucher nicht einfach aus einem Standardpreisblatt abgeleitet werden kann. Dieses Argument kann erstens nur für diejenigen **Anteil der Letztverbraucher** auf höheren Spannungsebenen gelten, die tatsächlich Sondervertragskunden darstellen und zweitens kann dieses Argument nur dann gelten, wenn die der um Umlagen bereinigte Umsatz in der Position B.1.3 auch um die Position G.2.4 bereinigt wurde.

Sofern dies nicht der Fall ist, stellen sich die Umsatzerlöse der Netzbetreiber so dar, als hätte es keine rabattierten Netzentgelte nach § 19 StromNEV gegeben. Die Umsatzrückgänge bei den Netzbetreibern durch die Gewährung von rabattierten Sondernetzentgelten nach § 19 StromNEV werden durch die Berücksichtigung der Erstattung der ÜNB in Position 2.4 ausgeglichen. Die Umsätze der Netzbetreiber fallen demnach so aus, als wenn das Standardnetzentgelt nicht zur Anwendung gekommen wäre. Dementsprechend sind im Deflator in diesem Fall auch die Netzentgelte der höheren Spannungsebene zu berücksichtigen.

Forderung:

Aus Sicht des BDEW sollten für die Deflationierung der Umsatzerlöse die tatsächlichen Netzentgelte verwendet werden, da die vorliegenden Analysen zeigen, dass der damit ermittelte Deflator dem aus den Monitoring-Netzentgelten ermittelten Deflator spürbar überlegen ist.

4.1.4 Inputpreisentwicklung

Die von der BNetzA berechnete mittlere jährliche Inputpreisänderung für Stromnetzbetreiber beträgt 1,81 % p.a. im Zeitraum 2006-2022. Beim Vergleich der im Törnqvist-Tool verwendeten Inputpreise für die jeweiligen Inputfaktoren Vorleistungen, Arbeit und Kapitalgüter mit der Entwicklung von Preisreihen des Statistischen Bundesamtes (Destatis) für die Energieversorgung lässt sich feststellen, dass insbesondere die im Törnqvist-Tool berechnete Preisentwicklung für Arbeit/Personal und Kapital unplausibel geringe Ergebnisse liefert (vgl. Tabelle 4).

Inputpreisentwicklung 2006-2022 p. a.			
	lt. BNetzA	lt. Destatis-Reihen Energieversorgung	
Vorleistungen	2,66 %	3,85 %	Deflator Vorleistungen WZ08-D Energieversorgung (81000-0102)
Arbeit	0,96 %	2,37 %	Index d. tarifl. Stundenverdienste ohne Sonderzahl. (WZ08-D Energieversorgung) (62221-0001)
Personal	0,10 %	3,22 %	Deflator Bruttoanlagevermögen WZ08-D Energieversorgung (81000-0116)

Tabelle 4: Inputpreisentwicklung 2006-2022

Hinsichtlich der Inputpreisentwicklung für Arbeit ermittelt die BNetzA im Törnqvist-Tool einen durchschnittlichen jährlichen Stundenlohn. Hierbei ist auffällig, dass der Stundenlohn des Jahres 2006 um 20 % über dem Stundenlohn des Jahres 2007 liegt und die Stromnetzbetreiber in den Jahren 2007-2017 geringere Stundenlöhne als im Jahr 2006 gezahlt haben sollen. Erst wieder im Jahr 2018 erreicht der durchschnittliche Stundenlohn eine mit dem Jahr 2006 vergleichbare Höhe. Diese vermutlich in der Entflechtung vormals integrierter Unternehmen beruhende Datenunplausibilität kann nicht repräsentativ für die Ableitung einer Prognose der Inputpreisentwicklung der RP4 sein.

Betrachtet man die Inputpreisentwicklung für Kapitalgüter, die sich auf Grundlage des Törnqvist-Tools ergibt, erhält man eine Änderung von 1,6 % im Zeitraum von 2006-2022, bzw. von 0,1 % jährlich. Dies würde bedeuten, dass das durchschnittliche Kapitalgut im Stromnetz hinsichtlich Abschreibungen und Finanzierung im Jahr 2022 nominal lediglich 1,6 % teurer war als das durchschnittliche Kapitalgut im Jahr 2006, während im gleichen Zeitraum der VPI um 33,1 % angestiegen ist. In den folgenden Abschnitten werden die Auswirkungen und Ursachen der zu gering berechneten Inputpreisentwicklung für Kapitalgüter näher beschrieben.

Inputpreisreihe „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“

Für die Inputpreisentwicklung des Kostenblockes Zinsen und ähnliche Aufwendungen setzt die BNetzA die Preisreihen für die Verzinsung von überschießendem Eigenkapital (EK II) nach § 7 Abs. 7 StromNEV in seiner bis zum Ende der RP3 gültigen Form an.

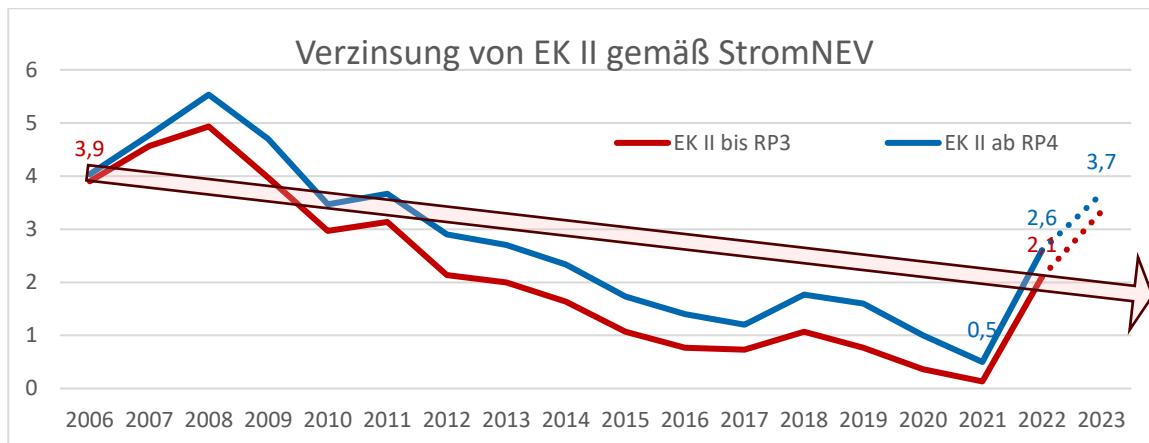


Abbildung 3: Verzinsung von EK II gemäß StromNEV

Der Xgen unterstellt hier, dass die Entwicklung des Preises für EK II eine Fortschreibung der entsprechenden Inputpreisreihe von 2006-2022 ist. Beim aktuellen Vorgehen ist ein Zins von 3,90 % für das Jahr 2006 angesetzt und ein Zins von 2,10 % für das Jahr 2022. Da der Xgen prognostisch ist, impliziert dies eine weitere Senkung des Kostenblocks Zinsen und ähnliche Aufwendungen vom Basisjahr bis zum Ende der RP4. Diese Absenkung ist auf die Größe des Kostenblockes in den Kostenprüfungen der Jahre 2021 bezogen, da der Xgen auf diese Kostenbasis angewandt wird. Dies steht der tatsächlichen Entwicklung der Zinsen seit 2021 diametral entgegen.

In der Erlösobergrenze der RP4 wurde auf Basis der Zeitreihenwerte von 2021 eine Verzinsung für EK II in Höhe von 0,5 % berücksichtigt. Während die Törnqvist-Berechnung nun mit Blick auf die Entwicklung von 2006 bis 2022 ein weiteres Absinken der Zinssätze fortschreibt, sind die tatsächlichen Zeitreihen drastisch gestiegen, auf 2,6 % in 2022 und 3,7 % in 2023. Damit ist der mittels Xgen prognostizierte Zinssatzrückgang zu Beginn der RP4 nicht eingetreten, sondern hat sich ins Gegenteil verkehrt. Die sinkenden Zinsen der Jahre 2006-2022 spiegeln lediglich die tatsächlichen Gegebenheiten der Vergangenheit wider.

Durch die Zinswende ist aber die Stabilitätshypothese bzw. die Repräsentativität der alten Zinsentwicklung grob verletzt. Für eine valide Prognose müssen steigende Zinsen für EK II unterstellt werden, keinesfalls jedoch sinkende Zinsen. Historische Preisreihen dürfen somit für die RP4 nicht zur Berechnung des Inputpreisindex verwendet werden. Ein Ansetzen einer Preisreihe von 1 für den Kostenblock Zinsen und ähnliche Aufwendungen wäre eine einfach umsetzbare und angemessene Änderung.

Ein bloßer Hinweis auf die im gleichen Zeitraum der Vergangenheit erfolgte Absenkung der Zinssätze in der Gesamtwirtschaft ist nicht geeignet, das Ignorieren des Bruchs der Zinsentwicklung vor und nach 2021 zu rechtfertigen. Der Kern solch eines Argumentes wäre, dass der

Bruch der Zinsentwicklung in Netzwirtschaft wie auch in Gesamtwirtschaft vollzogen wurde. Da der Zins nicht nur Teil der Inputpreise der Netzwirtschaft, sondern auch der Inputpreise der Gesamtwirtschaft ist, würde nach diesem Argument die aktuelle Zinsentwicklung die Inputpreise der Gesamtwirtschaft und damit auch den Verbraucherpreisindex bzw. die Inflation erhöhen. Durch die Verwendung des aktuellen Verbraucherpreisindex in der VPI-Xgen-Anpassung würde somit die Zinswende doch positiven Eingang in die Erlösanpassung der Netzbetreiber finden.

Dieses abstrakte Argument setzt jedoch voraus, dass eine Erhöhung des Zinsniveaus sich unmittelbar als eine Erhöhung im Verbraucherpreisindex bzw. der Inflation widerspiegelt. Dies ist aber nicht der Fall. Dieser Zusammenhang gilt für Zinssätze nur in der ökonomisch langen Frist (viele Jahre; Kapitalstock kann angepasst werden), nicht in der ökonomisch kurzen Frist (wenige Jahre; Kapitalstock kann nicht angepasst werden).

In der ökonomisch kurzen Frist beherrscht der makroökonomische Zusammenhang zwischen Zinsniveau und Verbraucherpreisindex die Entwicklung: In der Zinspolitik wird die (insbesondere schnelle) Anhebung des Leitzinses dazu verwendet, die gesamtwirtschaftliche Inflation zu senken (makroökonomischer Effekt auf aggregierte Nachfrage) – so auch geschehen durch die Leitzinserhöhungen seit 2022. Die Zinserhöhung führt hier zu einer Absenkung der Inflation und des Verbraucherpreisindex!

Im Ergebnis spiegeln sich die während des Stützintervalls sinkenden Zinssätze im Xgen der Netzbetreiber wider und senken somit die Erlöse während der Regulierungsperiode. Die seit dem Basisjahr stark steigenden Zinsen erhöhen die Finanzierungskosten der Netzbetreiber und steigern somit die Kosten des Netzbetriebs während der Regulierungsperiode. Und drittens senken die steigenden Zinsen die Inflation, reduzieren also wiederum die Erlöse während der Regulierungsperiode.

Inputpreisreihe Eigenkapitalzinsen

Als Preisreihe für den Eigenkapitalzins werden die im jeweiligen Jahr gültigen regulatorischen Eigenkapitalzinsen zugrunde gelegt. Diese sind von 7,91 % im Jahr 2006 auf 6,91 % im Jahr 2022 gesunken. Da der Xgen prognostisch ist, impliziert dies eine weitere kontinuierliche Senkung der Eigenkapitalzinssätze aus dem Basisjahr bis zum Ende der RP4. Problematisch ist, dass diese Senkung auf den faktisch zum Start der RP4 auf 5,07 % abgesenkten EK-Zins angewendet wird, d. h. mit dem Xgen wird ein weiteres Absinken der Eigenkapitalverzinsung unter das festgelegte Niveau von 5,07 % unterstellt. Ein bloßer Hinweis auf die im gleichen Zeitraum erfolgte Absenkung der Zinssätze in der Gesamtwirtschaft greift hier aus den gleichen Gründen wie bei den EK II Zinssätzen nicht.

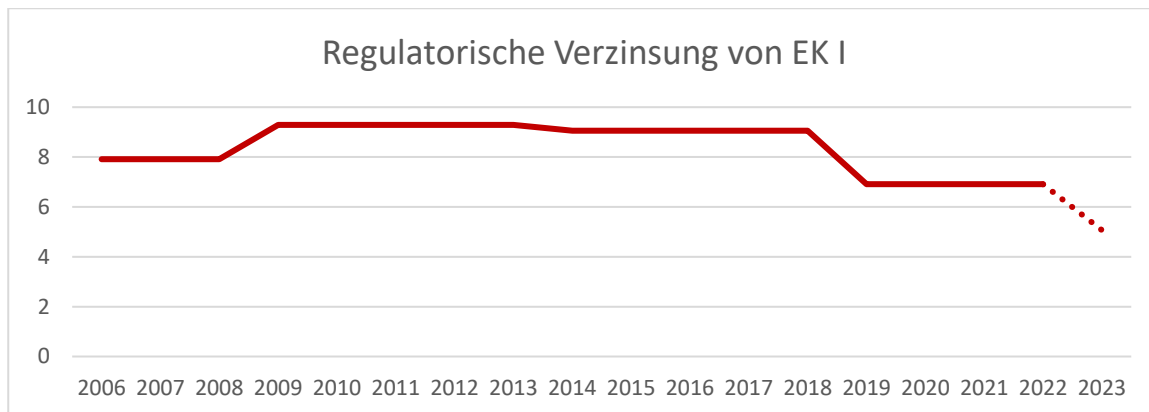


Abbildung 4: Regulatorische Verzinsung von Eigenkapital EK I

Hier gilt wie für Inputpreisreihe Zinsen und ähnliche Aufwendungen: Die sinkenden Zinsen im Zeitraum 2006-2022 spiegeln die Vergangenheit wider. Durch die Zinswende steigen die Kosten des Eigenkapitals in der Praxis jedoch seit 2021 (Steigerung des risikolosen Basiszinses) und es liegt auch bei der Verwendung der historischen regulatorischen Eigenkapitalzinsen als Inputpreisreihe eine grobe Verletzung der Stabilitätshypothese bzw. der Repräsentativität vor.

Für eine valide Prognose müssen steigende Eigenkapitalzinsen unterstellt werden, keinesfalls jedoch weiter sinkende Eigenkapitalzinsen. Die historische Preisreihe der regulatorischen Eigenkapitalzinsen darf somit nicht unkorrigiert zur Berechnung des Inputpreisindex verwendet werden. Ein Ansetzen einer Preisreihe von 1 für den Kostenblock EK-Zins wäre eine einfach umsetzbare und angemessene Änderung.

Zusätzlich ist zu bedenken, dass die BNetzA zur Abbildung der Preisveränderung der Eigenkapitalzinsen lediglich die Entwicklung des regulatorischen Eigenkapitalzinses zu Grunde legt. Hierbei übersieht sie jedoch, dass sich die **Eigenkapitalverzinsung aus dem anzuwendenden Eigenkapitalzinssatz und einer Bemessungsgrundlage** (betriebsnotwendiges Eigenkapital, vorwiegend durch die Höhe der Restbuchwerte determiniert) **zusammensetzt**. Sowohl der Eigenkapitalzinssatz als auch die Restbuchwerte sind jedoch einer eigenen Preisdynamik unterworfen, von denen die BNetzA aber in der Inputpreisreihe für Eigenkapitalzinsen nur die des Zinssatzes berücksichtigt. Sowohl die Veränderung des Zinssatzes (als Indikator für die Veränderung der Finanzierungskosten) als auch die Preissteigerungen der Kapitalgüter sind jeweils separat zu berücksichtigen, da abgeschriebene Anlagengüter zu Marktpreisen wiederbeschafft werden müssen.

Zur Abbildung der Preissteigerung der Kapitalgüter würde sich eine Indizierung mit den Tagesneuwertindizes aus § 6a GasNEV anbieten, welche zusätzlich zur Preisentwicklung des Eigenkapitalzinses in der Inputpreisreihe Eigenkapitalzinsen berücksichtigt werden muss. Analog

wäre dieses Vorgehen auch für die Inputpreisreihe Zinsen und ähnliche Aufwendungen zu übertragen.

Abschreibungen

Zur Verwirklichung eines „handelsrechtlichen Ansatzes“ wird analog zu den linearen Abschreibungsverläufen des Handelsrechts die Veränderungsrate der Kostenposition Abschreibungen konstant angesetzt (mit durchgehend 1). Dies bedeutet, dass der Kostenblock der Abschreibungen so behandelt wird, als gäbe es dort keine Preissteigerungen.

Diesem Vorgehen liegt ein konzeptionelles Missverständnis zugrunde. Es ist zwar sehr wohl richtig, dass ein einzelnes Anlagegut, beispielsweise im Jahre 2000 aktiviert und mit einer handelsrechtlichen Nutzungsdauer von 20 Jahren, in 20 gleichbleibenden Jahresscheiben seiner Anschaffungs- und Herstellungskosten (AKHK) aus dem Jahr 2000 abgeschrieben wird. Für dieses Anlagegut ändern sich die Abschreibungsscheiben in der Tat nicht und es findet keine Preissteigerung statt: Die AKHK dieses Anlagegutes bleiben die AKHK dieses Anlagegutes und ändern sich nicht mit der Zeit.

Die Inputpreise für Abschreibungen sollen jedoch nicht den Verlauf der Abschreibungsscheiben eines spezifischen Anlagegutes beschreiben, sondern den Verlauf der Abschreibungen des durchschnittlichen Anlagegutes über die Zeit ($\text{Kosten} = \text{Preis durchschnittliches Gut} * \text{Anzahl Güter}$; die Inputpreisreihe soll die Entwicklung des Preises des durchschnittlichen Gutes abbilden, da dies die Erwartung der zukünftigen effizienten Kostensteigerungen pro Gut abbildet). Dieses durchschnittliche Anlagegut ist eine Überlagerung aller zu einem Jahr aktivierten und noch nicht vollständig abgeschriebenene Anlagegüter. Dieses durchschnittliche Anlagegut setzt sich im Zeitverlauf selbstredend aus unterschiedlichen Einzelanlagegütern zusammen: Im Laufe der Zeit werden ältere Anlagegüter vollständig abgeschrieben und fallen aus dem durchschnittlichen Anlagegut heraus und zwischenzeitlich neu aktivierte Anlagegüter treten im durchschnittlichen Anlagegut an ihre Stelle. Insoweit die AKHK der neu aktivierten Anlagegüter durch Inputpreiszuwächse in der Anschaffung höher sind als die AKHK der durch vollständige Abschreibung ausgeschiedenen Anlagegüter wächst die Abschreibungshöhe des durchschnittlichen Anlagegutes. Dies bedeutet, dass die verwendete Inputpreisreihe (mit durchgehend 1) nicht den relevanten Sachverhalt des Netzbetriebes widerspiegelt und diese Preisreihe durch das beschriebene konzeptionelle Missverständnis nicht misst, was sie messen soll.

Für eine valide Prognose der Abschreibungskosten pro durchschnittlichem Anlagegut müssen die historischen Preisreihen der Steigerungen der AKHK verwendet werden. In diesem Fall sind die historischen Werte in jedem Fall die korrekten Werte, da die Entwicklung der Abschreibungen in der nahen Zukunft von der historischen Entwicklung der AKHK abhängt. Es würde sich hier eine Indizierung mit den Tagesneuwertindizes aus § 6a StromNEV anbieten.

4.2 Umsetzung Malmquist-Methode

4.2.1 Datengrundlage

Für die Berechnungen mit der Malmquist-Methode hat die BNetzA die von den Verteilnetzbetreibern zur Durchführung der Effizienzvergleiche gelieferten Daten genutzt (Datenpunkte 2006, 2011, 2016 und 2021). Somit werden auch nur Daten der Stromverteilnetzbetreiber im Regelverfahren der Anreizregulierung verwendet. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Verteilnetzbetreiber im vereinfachten Verfahren der Anreizregulierung werden nicht betrachtet.

Datenfehler:

Die Daten wurden gemäß Festlegungsentwurf von den Netzbetreibern zumindest teilweise kontrolliert. Trotz dieser Kontrolle finden sich im aktuellen Datensatz insbesondere bei den von der BNetzA gebildeten Daten noch Fehler.

Nachfolgend sind Beispiele aufgeführt:

- › *Parameter „y4_NetLength_N57_sum“ für die Daten der 3. RP (2016), Modell der 4.RP:*
Bei der Berechnung des Parameters scheint bei allen Netzbetreibern entgegen der Definition zum EVS4 bei der Aufsummierung der Netzlängen die "Stromkreislänge Freileitung (ohne HAL und SB)" in der NS nicht berücksichtigt worden zu sein. Dementsprechend fällt der Wert der Leitungslänge y4_NetLength_N57_sum im Jahr 2016 zu niedrig aus.
- › *Parameter „y_vfl“ - abweichende Parameterdefinition für die Daten der 3. RP (2016) und für die Daten der 4. RP (2021):*
 - Für die Bestimmung der versorgten Fläche des Jahres 2016 wurde folgende Definition zu Grunde gelegt: $y_vfl_2016 = (11000 + 12000 + 16000 + 17000 + 21000 + 22000 + 23000)$
 - Die Angaben zur versorgten Fläche des Jahres 2021 beruhen auf folgender Definition: $y_vfl_2021 = (= 11000 + 12000 + 16000 + 17000 + \mathbf{18000 - 18400} + 21000 + 22000 + 23000)$
 - Die Angaben zur versorgten Fläche werden herangezogen, um eine Zuordnung der Netzbetreiber zur Fallkonstellation 2 vorzunehmen. Da die Flächenangaben auf unterschiedlichen Definitionen beruhen, werden zu wenige Netzbetreiber der Fallkonstellation 2 zugeordnet.

Diese Datenfehler haben Auswirkungen auf die Bestimmung des Xgen mit der Malmquist-Methode. Die Berechnung des Malmquist-Index sollte daher auf einer korrigierten Datenbasis erneut durchgeführt werden. So zeigen Sensitivitätsrechnungen mit den korrigierten Daten zu den Netzlängen beispielsweise, dass der Xgen anstelle der 0,9111 % auf 0,8646 % sinkt.

Während der Frontier Shift RP12 und RP23 hier jeweils nicht betroffen sind, verringert sich der Frontier Shift RP34 um 0,14 Prozentpunkte. Entsprechend ändert sich der Xgen für diesen Zeitraum von 0,19 % auf 0,05 %.

Dateninkonsistenzen:

Bei der Malmquist-Methode werden netzbetreiberspezifische Daten aus den BNetzA-Effizienzvergleichen verwendet und die Effizienzveränderungen zwischen zwei Vergleichspunkten (Basisjahre) ermittelt.

Allerdings unterscheiden sich die Effizienzvergleichsmodelle in den einzelnen Regulierungsperioden. Um die Kreuzeffizienzen ermitteln zu können, müssen die Parameter daher für die jeweiligen Effizienzvergleichsmodelle und in der jeweiligen Parameterdefinition der beiden Vergleichspunkte erhoben werden, um die Effizienzveränderung im Rahmen des Modells des ersten als auch im Rahmen des Modells des zweiten Vergleichspunktes berechnen zu können.

Hierbei ist sicherzustellen, dass die Parameter eines Jahres in den Effizienzvergleichsmodellen der beiden zu vergleichenden Datenpunkte denselben Wert annehmen müssen, wenn der jeweilige Parameter in beiden Effizienzvergleichsmodellen genutzt wird und sich die Definition nicht grundlegend zwischen den Basisjahren verändert hat. So sollte z. B. der Parameter Leitungslänge NS des Jahres t im Modell der RP_t sowie im Modell der RP_{t+1} identisch ausfallen, wenn die Definition im Modell der RP_t und RP_{t+1} konstant geblieben ist.

Eine Überprüfung der Malmquist-Datentabelle der BNetzA zeigte jedoch mehrere Inkonsistenzen innerhalb eines Tabellenblattes.

- › Tabellenblatt VNB-RP12: Keine Übereinstimmung bei
 - Parameter „y1_Conn“ und „y2_Conn“ bei 7 Netzbetreibern,
 - Parameter „y1_Area_supplied_ns“ und „y2_Area_supplied_ns“ bei 5 Netzbetreibern,
 - Parameter „y1_Lines_cir_corr_hs“ und „y2_Lines_cir_hs“ bei 4 Netzbetreibern,
 - Parameter „y1_Cables_cir_corr_hs“ und „y2_Cables_cir_hs“ bei 2 Netzbetreibern,
 - Parameter „y1_Peak_corr_msns“ und „y2_Peak_corr_msns“ bei 2 Netzbetreibern,
 - „y1_NL_ns“ und „y2_NL_ns“ bei 1 Netzbetreiber.
- › Tabellenblatt VNB-RP23:
 - bei 3 Netzbetreibern entspricht Parameter „y2_DR_tot“ nicht der Summe aus „y3_DR_NE14 + y3_DR_NE57“,

- bei 2 Netzbetreibern stimmen die Parameter „y2_Meters_sum“ und „y3_Meters_sum“ nicht überein,
 - bei 1 Netzbetreiber die Parameter „y2_Cables_cir_hs“ und „y3_Cables_cir_hs“.
- › Tabellenblatt VNB-RP34:
- Bei 2 Netzbetreibern entspricht der Parameter „y3_DR_NE57“ nicht der Summe aus „y4_InstPower_NE56_sum + y4_InstPower_NE7“.

Anmerkungen zum Datenstand RP4, Modellspezifikation EVS4: Beim Abgleich der Malmquist-Daten aus der Konsultation zum Xgen Strom RP4 mit der letzten Datenveröffentlichung der BNetzA zum Effizienzvergleich VNB Strom vom 8. Dezember 2023 (welche die Grundlage für die finalen Effizienzwerte darstellt) lässt sich feststellen, dass für die Malmquist-Berechnungen bei 6 Netzbetreibern neuere Kosteninformationen berücksichtigt worden sind. Überraschend ist jedoch, dass nach Abschluss des Effizienzvergleichsverfahren der 4. RP bei 2 Netzbetreibern noch Datenanpassungen beim Parameter „y4_Meters_read_tot“ und bei einem Netzbetreiber Datenanpassungen beim Parameter „z_Area_ns“ (ohne dass dies zu einer Anpassung der versorgten Fläche geführt hätte) vorgenommen und durch die BNetzA akzeptiert worden sind.

Forderung:

Die BNetzA sollte die Inkonsistenzen überprüfen und ggf. Korrekturen veranlassen.

Fallkonstellation 2:

Für die Bestimmung der Frontier Shift zwischen zwei Vergleichspunkten werden zwei Datensätze herangezogen. Während in den 1. Datensatz (Fall 1) alle zwischen den betrachteten Perioden zuordenbaren Netze eingehen, werden im 2. Datensatz (Fall 2) nur solche Netzbetreiber berücksichtigt, bei denen sich die Konzessionsfläche oder die versorgte Fläche um nicht mehr als 10 % zwischen den jeweiligen Regulierungsperioden verändert haben.

Hierbei hat die BNetzA das Auswahlkriterium für Fall 2 gegenüber der RP3 verändert, ohne den Wechsel hinreichend zu begründen. Während in der RP3 als Identifikationskriterium lediglich die Veränderung der Konzessionsfläche genutzt wurde, wird nun in der RP4 mit der versorgten Fläche ein zweiter Flächenbezug eingeführt. Diese Änderung der Vorgehensweise muss jedoch von der BNetzA begründet werden.

Betrachtet man nun die Programmcodes der BNetzA, werden aber für die Bestimmung des Fall 2 nur Netzbetreiber ausgeschlossen, bei denen sich die Konzessionsfläche oder die versorgte Fläche zwischen zwei Regulierungsperioden um 10 % erhöht hat. Der Rückgang der Flächenindikatoren wird nicht betrachtet. Dies führt dazu, dass zwei Netzbetreiber zu wenig für

die Bestimmung des Fall 2 ausgeschlossen werden. Eine Korrektur des Programmierfehlers führt zu einem etwas niedrigeren Xgen.

Forderung:

Die Datengrundlage und insbesondere die vorgenommene Bildung von Parametern ist einer nochmaligen vertieften Qualitätsprüfung zu unterziehen. Die Berechnung des Malmquist-Index sollte auf einer korrigierten Datenbasis erneut durchgeführt werden. Dabei sind auch die genannten Programmierfehler zu beheben.

4.2.2 Anpassung des Stützintervalls für sachgerechte Xgen-Prognose

Zur Bestimmung des Xgen Strom RP4 wird die im Vergleich zur 3. Regulierungsperiode neu dazugekommene Entwicklung zwischen der 3. und 4. Regulierungsperiode in gleicher Weise addiert, wie das bereits für die Entwicklung zwischen der 1. und 2. Regulierungsperiode sowie zwischen der 2. und 3. Regulierungsperiode der Fall gewesen ist. Mit anderen Worten wird der Xgen für die 4. Regulierungsperiode als gemittelte Entwicklung zwischen den vorangegangenen Perioden berechnet.

Mit der Vorgehensweise orientiert sich die BNetzA wie beim Törnqvist-Index am längst möglichen Stützintervall. Laut Gutachter der BNetzA (WIK, 2023, S. 30) gilt es bei der Wahl des Stützintervalls folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- › Vergleichbare Bedingungen zwischen Stützintervall und Prognosezeitraum („Repräsentativität“)
- › Datenqualität
- › „Sachgerechte Berücksichtigung des Investitionszyklus“, womit grundsätzlich ein langer Zeitraum betrachtet werden sollte

Die ersten beiden genannten Punkte sind einleuchtend und sind Standardanforderungen an die Erstellung einer Prognose. Es ist jedoch nicht evident, worauf die Forderung nach einer „sachgerechten Berücksichtigung des Investitionszyklus“ abzielt. Weder im WIK-Gutachten noch im Festlegungsentwurf ist beschrieben, inwiefern die Berücksichtigung des Investitionszyklus bei der Bestimmung einer Produktivitätsentwicklung im Allgemeinen geboten ist. Noch wird etwas dazu gesagt, inwiefern sich diese Gründe auf die Messung der Produktivität in einer regulierten Netzbranche übertragen werden können und was hieraus für die Bestimmung der Länge des Stützintervalls folgt. Ein fachkundiger Leser kann hieraus kein Kriterium für die konkrete Bestimmung des Stützintervalls ableiten.

Da davon ausgegangen werden kann, dass der Aspekt der Datenqualität für alle Basisjahre in ähnlicher Weise vorliegt, geht es um das Abwägen zwischen der Repräsentativität und der Anzahl an verfügbaren Datenpunkten. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass nur repräsentative Datenpunkte die Robustheit der Prognose erhöhen (vgl. ACM-Zitat in Abschnitt 3.4.1). Mit den nun vorliegenden Berechnungsergebnissen lässt sich die Frage, ob allenfalls Trendbrüche oder stark geänderte (Rahmen-)Bedingungen in der Vergangenheit eine Fortschreibung des Frontier Shifts in die Zukunft beeinträchtigen, beantworten.

Für die Bestimmung des Frontier Shifts kam die BNetzA aufgrund ihrer Malmquist-Berechnungen für die 3. Regulierungsperiode zum Schluss, dass basierend auf der Entwicklung zwischen 2006 und 2016 effiziente Stromnetzbetreiber bei unveränderter Versorgungsaufgabe eine jährliche Kostenreduktion („Verschiebung effiziente Kostengrenze“) in der 3. Regulierungsperiode von 1,35 % im Vergleich zur VPI-Entwicklung realisieren können. Um eine zu große Diskrepanz zu den Gasnetzbetreibern zu verhindern, wurde der errechnete Wert auf 0,9 % gesenkt.

Mit den nun vorliegenden Daten kann die effektiv erzielte Verschiebung der effizienten Kostengrenze zwischen der 3. und 4. Regulierungsperiode bestimmt werden. Anstelle der vorhergesagten 1,35 % pro Jahr stellte sich ein Wert von 0,19 % pro Jahr ein. Dies verdeutlicht, dass die Daten der Vergangenheit ein viel zu hohes Kostenreduktionspotenzial erwarten ließen. Dies gilt auch für die Entwicklung zwischen der 1. und 2. Regulierungsperiode (Xgen von 0,95 % pro Jahr).

Perioden	Frontier Shift in % p.a.	Xgen in % p.a.
RP1 zu RP2	-0,75	0,95
RP2 zu RP3	0,54	1,56
RP3 zu RP4	-1,47	0,19

Tabelle 5: Veränderung des Frontier Shift und des Xgen

Die Diskrepanz zwischen der auf Basis der Vergangenheit ermittelten möglichen Verschiebung der effizienten Kostengrenze und der effektiv erfolgten Verschiebung ist nicht verwunderlich. So verweist die BNetzA selbst im Konsultationsentwurf (S. 65) darauf, dass die jüngste Entwicklung durch starke Kostensteigerungen bei gleichzeitig niedrigem Wachstum der Outputs gekennzeichnet ist (der Malmquist ist ein Maß für Kostenänderung pro Outputeneinheit). In dieser Entwicklung spiegeln sich sowohl geänderte regulatorische Bedingungen wie auch die zunehmenden Herausforderungen und Änderungen für die Netzbetreiber durch das beschleunigte Fortschreiten der Energiewende wider.

Die ungleiche Entwicklung des Malmquist in der letzten Regulierungsperiode (RP3 auf RP4) im Vergleich zu den früheren Regulierungsperioden lässt sich konkret unter anderem auf folgende Aspekte zurückführen:

- › **Starke Zunahme von (regulatorisch bedingten) Aufgaben der Netzbetreiber seit dem Basisjahr der RP3, die nicht über „Outputparameter/Versorgungsaufgabe“ erfasst werden.** Diese zusätzlichen (vornehmlich) Betriebskostenblöcke erhöhen das Verhältnis von Kostenwachstum zu Outputparameter-Wachstum im Vergleich zu früheren Stützperioden (vor RP3 auf RP4). Zu diesen neuen bzw. sich stark ausweitenden Aufgaben gehören u. a. eine immer komplexer werdende Marktkommunikation, die Umsetzung des Redispatch 2.0, die stärkere Beteiligung der VNB bei Netzentwicklungsplänen, zunehmende Reporting-Pflichten, steigende Transparenz- und Auskunftspflichten, gestiegene IT-Sicherheitsanforderungen, stetig weiter zunehmende Komplexität der Abrechnung und des Bilanzierungssystems, Bilanzierung und Bewirtschaftung von Bilanzkreisen, Austausch und Kontakt mit Marktpartnern im Rahmen von „Post-EEG“-Anlagen, die ihre Förderungsdauer überschritten haben, Sicherstellung der immer komplexeren EEG- und KWKG-Testierung. Es ist nicht absehbar, dass sich diese Entwicklung im Zuge der Anforderungen und Vorgaben der Energiewende umkehren wird (z. B. Umsetzung der §14a-Festlegung; Anforderungen im Bereich Energy Sharing etc.). Auch bei Netzverstärkungsmaßnahmen korrespondiert der damit verbundene Kostenanstieg oftmals nicht mit einer Veränderung von Parametern im Effizienzvergleich. Aufgrund der Entwicklungen der letzten Jahre hinsichtlich der gestiegenen Anzahl dezentraler Einspeiser mussten insbesondere in den letzten Jahren die Kapazitäten der Stromnetze merklich erhöht werden. So wurden insbesondere im Bereich der Mittel- und Niederspannungsnetze Verstärkungsmaßnahmen durchgeführt, sowie bestehende HS/MS-Umspannwerke erweitert. Erhöhungen der Übertragungskapazität einer Leitung schlagen sich aber nicht in einer Änderung der Leitungslänge nieder, Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität von Umspannwerken oder Kosten für Digitalisierung und Smartifizierung im Netz werden derzeit von keinem Effizienzvergleichsparameter abgedeckt.
- › **Nicht-lineare Zusammenhänge zwischen Outputparametern und Kosten (Schwelleneffekte und Interaktionseffekte).** Insbesondere im Zusammenhang mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien verstärken sich gewisse Herausforderungen im Betrieb der Netze durch zunehmenden Ausbau überproportional. So erhöhen sich Komplexität und Aufwand für Netzausbau, Netzplanung und Betriebsführung ab einem bestimmten Punkt überproportional mit zunehmenden EE-Ausbau. Der Zusammenhang zwischen Outputänderungen und Kostenänderungen aus Zeiten vergleichsweise geringen EE-Bestandes verliert dann für Zeiten hohen EE-Bestandes seine Gültigkeit. Die Kostenzusammenhänge aus dem Zeitraum

vor dem Basisjahr der RP3 sind in dieser Hinsicht also eingeschränkt repräsentativ für die Kostenzusammenhänge seit dem Basisjahr der RP3 und mit Blick in die Zukunft.

- › **„Regulatorische Produktivität“ im Zeitraum RP1 bis RP3.** In den ersten beiden Regulierungsperioden gab es vielfältige Änderungen in der Prüfpraxis der BNetzA und der Kostenanerkennung, die in der Malmquist Berechnung mit einem positiven Frontier Shift einhergehen. Diese zusätzliche „regulatorische Produktivität“ kann grundsätzlich von den Netzbetreibern während einer Regulierungsperiode nicht wiederholt/erwirtschaftet werden. Da diese Änderungen vor allem vor dem Basisjahr der RP3 vorgenommen wurden, erklärt auch dies einen Teil des zu hoch eingeschätzten Frontier Shifts aus der Vergangenheit.
- › **Qualitative Änderungen in der Beschreibung der Versorgungsaufgabe.** Änderungen des Benchmarkmodells im Zeitverlauf lassen auf eine geänderte Versorgungsaufgabe schließen. Die früher berechneten Frontier Shifts beziehen sich also auf eine Änderung der effizienten Kostengrenze in Bezug auf eine so heute nicht mehr vorliegende Versorgungsaufgabe. Sie sind somit für die Prognose der Änderung der effizienten Kostengrenze in Bezug auf die heute vorliegende Versorgungsaufgabe weniger valide als aktuellere Frontier Shifts, die die Änderung der effizienten Kostengrenze in Bezug auf die heute vorliegende Versorgungsaufgabe berechnen.

Wirft man einen Blick in die Zukunft, sind die erwähnten Effekte auch für die kommende Regulierungsperiode von Bedeutung. Mit anderen Worten zeigen die Ergebnisse, dass ein Abstellen auf das gesamte Stützintervall die Forderung der Gutachter in Bezug auf die Vergleichbarkeit bzw. Repräsentativität der (Rahmen-)Bedingungen nicht erfüllt. Deutlich repräsentativer ist dagegen die jüngste Entwicklung mit der erwarteten Veränderung während der vierten Regulierungsperiode. Die Hinzunahme weiterer Datenpunkte oder Zeiträume ist wie bereits erläutert nur dann von Vorteil, wenn diese Datenpunkte bzw. Zeiträume repräsentativ für den Anwendungszeitraum sind. Mit dem Abstellen auf die Malmquist-Berechnungen für die Stützperiode zwischen 3. und 4. Regulierungsperiode trägt man einerseits den geänderten Rahmenbedingungen und andererseits den in der ARegV § 9 Abs 3 genannten Bedingung hinsichtlich des Stützintervalls (Zeitraum von mindestens vier Jahren) adäquat Rechnung.

Die aufgezeigte Diskrepanz zwischen Prognose aus der Vergangenheit und den daraufhin eingetretenen Werten wird noch stärker, wenn man den unter Abschnitt 4.2.1 aufgezeigten Datenfehler des Parameters *y4_NetLength_N57_sum* behebt. Da dieser Parameter nur das Modell des Effizienzvergleichs der 4. Regulierungsperiode betrifft, ändern sich die Werte aus den Zeiträumen RP1 zu RP2 und RP2 zu RP3 nicht. Der Xgen-Wert für den Zeitraum RP3 zu RP4 sinkt jedoch nochmals von 0,19 % auf 0,05 %. Die für diesen Zeitraum vorhergesagte Malmquist-Wert aus der Festlegung Xgen RP3 betrug hingegen 1,35 %. Die mangelnde Repräsentativität der Stützperiode zwischen 1. und 3. Regulierungsperiode ist tatsächlich also noch

gewichtiger als die Zahlen der BNetzA (inklusive Datenfehler des Parameters $y4_Net_Length_N57_sum$) dies darstellen.

Forderung:

Für die Durchführung der Malmquist-Berechnungen bilden die (Rahmen-)Bedingungen in den Jahren 2006 bis 2016 nicht mehr die Gegebenheiten und Herausforderungen der 4. Regulierungsperiode ab. Vielmehr sind es die Jahre 2016 bis 2021, welche in vielen Aspekten stellvertretend für die kommenden fünf Jahre verwendet werden müssen.

Aus diesem Grund sind die Malmquist-Ergebnisse auf Basis der Entwicklung zwischen der 3. und 4. Regulierungsperiode zu bestimmen.

4.2.3 Detailliertere Dokumentation der SFA-Berechnungen notwendig

Analog zur Vorgehensweise zur Bestimmung des Xgen RP3 basieren die SFA-Berechnungen für die Bestimmung des Xgen RP4 auf einem sogenannten „gepoolten“ Datensatz.

Dieses Vorgehen hat den Nachteil, dass Aufholeffekte von Netzbetreibern nicht vom Frontier Shift separiert werden können. Liegen systematische Aufholeffekte vor, sollten diese auch explizit beachtet werden, damit es zu keiner Verzerrung bei der Bestimmung des technologischen Fortschritts mittels der SFA kommt.

Als Alternative wurde verschiedentlich ein Schätzansatz mit Paneldaten vorgeschlagen. Sowohl der Gutachter der BNetzA (WIK, 2023, S. 85ff) als auch die BNetzA in ihrem Konsultationsentwurf (S. 66) thematisieren die Auswirkungen einer SFA-Berechnung, bei der eine zeitvariable Ineffizienzverteilung angenommen wurde. Die BNetzA kommt im Konsultationsentwurf zu dem Schluss, dass auf eine solche Art der SFA-Umsetzung verzichtet wird. Zum einen argumentiert die BNetzA, dass der Effekt auf den Xgen gering sei und zum anderen, dass Konvergenzprobleme bei den Berechnungen aufgetreten sind. Zudem wird darauf verwiesen, dass die SFA-Ergebnisse sich deutlich von den DEA-Ergebnissen unterscheiden.

Die Berater der BNetzA (WIK, 2023, S. 85ff) haben in ihren Analysen ebenfalls die Auswirkungen einer alternativen SFA-Schätzung thematisiert. Auf Basis der Daten für die Gasverteilnetzbetreiber berechnen sie verschiedene Arten der SFA-Spezifikation. Mit Ausnahme der Verrechnung der DEA-Ergebnisse sind die Berater dabei in gleicher Weise vorgegangen, wie die BNetzA. In der Tabelle 5-3 des Gutachtens (WIK 2023, S. 87) sind die verschiedenen Ergebnisse abgetragen. Besonders auffallend ist dabei, dass der Xgen bei Berücksichtigung einer variablen Ineffizienzverteilung mit 0,6217 % deutlich niedriger ausfällt als das Ergebnis der bisherigen Berechnungsweise (1,2693 %). Die Berater führen diesen Effekt auf eine verminderte Präzision der Schätzung des Produktivitätsfaktors mittels der vorgenommenen SFA-Umsetzung zurück.

Die Begründung erfolgt jedoch nicht mittels einer statistischen Analyse der Schätzergebnisse, sondern lediglich indirekt, indem die Unterschiede zwischen den DEA-Ergebnissen und den Ergebnissen der alternativen Umsetzung der SFA betrachtet werden. Eine solche indirekte Beurteilung von Schätzergebnissen genügt wissenschaftlichen Ansprüchen nicht und ist insbesondere vor dem Hintergrund des deutlich niedrigeren technologischen Fortschritts nicht sachgerecht. Vielmehr müssen die Berater aufzeigen, aufgrund welcher Aspekte der durchgeführten Schätzung sie zum Schluss kommen, dass die Ergebnisse nicht präzise sind und die BNetzA muss in ihrer Analyse der Sensitivitätsrechnung auf die offensichtlichen Unterschiede zwischen den SFA-Schätzungen mit einer variablen Ineffizienzverteilung im Strom (Konsultationsentwurf) und Gas (WIK-Gutachten) eingehen.

Darüber hinaus ist es notwendig, dass die BNetzA, die von ihr durchgeführten Analysen inkl. Sensitivitätsrechnungen transparent macht. Dazu zählt die Angabe einer Regressionsgleichung für die jeweils durchgeführte Analyse, da man sonst aus dem Kontext raten muss, welche Modelle überhaupt betrachtet wurden. Ferner gehört dazu die Bereitstellung des verwendeten Codes und der damit erlangten Ergebnisse zur Reproduzierbarkeit und Nachvollziehbarkeit des Vorgehens und der darauf basierenden Argumentation. Nur so kann ein fachkundiger Leser Vorgehen und Argumentation verstehen und beurteilen.

Forderung:

Die aktuelle SFA-Berechnung kann keine Trennung zwischen Frontier Shift und Catch-Up vornehmen und vernachlässigt unterschiedliche unternehmensspezifische Entwicklungen. Durchgeführte Szenarien mit Paneldaten für die Gasverteilnetzbetreiber durch die Gutachter der BNetzA lassen einen großen Effekt auf den Frontier Shift erahnen, der sich aber in den von der BNetzA erwähnten Auswirkungen auf die Stromverteilnetzbetreiber nicht widerspiegelt. Um die unterschiedlichen Auswirkungen besser verstehen zu können, sollen die durchgeführten Berechnungen und die damit verbundenen Ergebnisse für Gas und Strom transparent ausgewiesen und der Vorwurf der fehlenden Präzision mit statistischen Argumenten belegt werden.

4.2.4 Korrektur der TOTEX um EK-Zinsen notwendig

Für den Xgen erfolgt eine dynamische Betrachtung der Entwicklung zwischen den Stützpunkten 2006, 2011, 2016 und 2021. Durch die Übernahme der Benchmarking-Kosten wurden aber nicht die regulatorisch zugestandenen Eigenkapitalzinsen des Basisjahres verwendet, sondern die für die nächste Regulierungsperiode festgelegten Eigenkapitalzinssätze einbezogen.

Die BNetzA hat die Eigenkapitalzinssätze für die vierte Regulierungsperiode erneut abgesenkt. Durch das BNetzA-Vorgehen wird die Absenkung der Zinskosten als eine Inputpreissenkung im Zeitraum 2016 bis 2021 erfasst. Die BNetzA schreibt diese regulatorisch vorgeschriebene

Kostensenkung über den Xgen in die vierte Regulierungsperiode fort und prognostiziert somit eine weitere Zinsabsenkung im Anwendungszeitraum des Xgen.

Letztendlich kommt es zu einer doppelten Berücksichtigung der von der BNetzA vorgegebenen Zinsabsenkung:

- › Die Zinssätze fließen direkt in die kalkulatorischen Kapitalkosten bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen ein.
- › Die Fehlprognose sinkender Kapitalkosten erhöht den Xgen und senkt die erlaubten Kosten (inklusive EK-Zinsen) noch weiter ab.

Dies ist methodisch fehlerhaft und steht im Konflikt zum Regulierungsrahmen: Für eine verlässliche Grundlage für Investitionsentscheidungen werden die Eigenkapitalzinssätze für eine Regulierungsperiode vorab fixiert (vgl. § 7 Abs. 6 StromNEV). Die BNetzA weicht diesen Grundsatz auf und preist über den Xgen noch weiter sinkende Zinssätze ein. Dies steht darüber hinaus in direktem Konflikt mit der sich seit 2021 vollzogenen Zinswende, die in der Realität die Kosten des Eigenkapitals erhöht und nicht gesenkt hat (vgl. Abschnitt 4.1.4).

Je stärker die BNetzA den Eigenkapitalzinssatz senkt, umso höher steigt der berechnete Xgen. Zu beachten ist, dass das OLG Düsseldorf am 30. August 2023 entschieden hat, dass die von der BNetzA festgelegten Eigenkapitalzinssätze zu niedrig sind und neu festgelegt werden müssen. Offen ist, wie hierzu der BGH urteilt. Bei einer Neufestlegung des Eigenkapitalzinssatzes würde damit auch die BNetzA-Berechnung zum Xgen nicht mehr stimmen.

Im BNetzA-Ansatz wirkt sich die Absenkung der Eigenkapitalzinssätze doppelt aus: Direkt in den zugestandenen Kapitalkosten und zusätzlich in einem überhöhten Xgen. Da somit die festgelegten Eigenkapitalzinssätze nicht mehr erwirtschaftet werden können, ist dies ein klarer Verstoß gegen das EnWG und die StromNEV.

Forderung:

Als Lösungsansatz müssen für die Malmquist-Methode je Stützperiode die Benchmarkingkosten mit einem einheitlichen Eigenkapitalzinssatz neu berechnet werden.

4.2.5 Ausschluss von Netzbetreibern ohne Konzessionsfläche notwendig

Im Rahmen des BNetzA-Effizienzvergleichs für die Gasnetzbetreiber zur dritten Regulierungsperiode hat der BGH entschieden (EnVR 36/22), dass die Berücksichtigung der Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche zu einer Bevorzugung führt und diese Netzbetreiber folglich nicht in der von der BNetzA vorgesehenen Weise im Effizienzvergleich berücksichtigt werden können.

Auch im Strom finden sich Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche. Betrachtet man die vom BGH zu Grunde gelegten Kriterien, an welcher der BGH die Bevorzugung der Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche ausgemacht hat, sind diese auch im Effizienzvergleich der Stromnetzbetreiber zu identifizieren. Insofern verzerren die Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche den Effizienzvergleich und wirken sich auf die Bestimmung des Xgen aus. Wie der Festlegungsentwurf der BNetzA zeigt (S. 67), würde der Ausschluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche zu einem niedrigeren Xgen führen.

Forderung:

Um Verzerrungen bei der Berechnung des Xgen durch die Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche zu vermeiden, sind diese aus den Malmquist-Berechnungen auszuschließen.

4.2.6 Ausweisung der kumulierten Effekte von Anpassungen notwendig

Im BNetzA-Konsultationsentwurf werden verschiedene Sensitivitäten gerechnet (S. 65ff.). Die Auswirkungen der einzelnen alternativen Bestimmungen des Xgen bewegen sich in einem Bereich von maximal gut 0.1 Prozentpunkten.

Die geringe Sensitivität hängt bei der Malmquist-Berechnung unter anderem auch damit zusammen, dass der Wert über die Durchschnittsbildung von einer Vielzahl an einzelnen Berechnungen zustande kommt. Dies hat einen entsprechenden «dämpfenden» Effekt.

Bei der Sensitivitätsanalyse verkennt die BNetzA jedoch, dass es sich bei vielen der Umsetzungsfragen um voneinander unabhängige Themenbereiche handelt. So ist die Frage des Ausmaßes an Verzerrung aufgrund der Berücksichtigung von Netzbetreibern ohne Konzessionsfläche losgelöst von der Frage der Modellierung des Ineffizienzterms in der SFA zu untersuchen. Durch die isolierte Analyse wird der Gesamteffekt der kritischen Umsetzungsaspekte nicht berücksichtigt. Dies ist jedoch für die Beurteilung der Sensitivität der aktuellen Vorgehensweise der BNetzA wichtig.

Forderung:

Die von der BNetzA durchgeführten Szenarien sind im Einzelnen mit relativ geringen Effekten auf die Höhe des Xgen nach der Malmquist-Methode verbunden. Die durchgeführten Szenarien betreffen jedoch Themen, die unabhängig voneinander umzusetzen sind. Aus diesem Grund ist durch die BNetzA der kumulative Effekt der durchgeführten Szenarien zu ermitteln und transparent auszuweisen.

4.3 Ableitung des Xgen

Die BNetzA schätzt ein, dass sich aus den jeweils mit maximalem Stützintervall ermittelten Törnqvist-Xgen in Höhe von 1,20 % und Malmquist-Xgen in Höhe von 0,91 % eine plausible Bandbreite ergibt. Zur Sicherstellung eines erreichbaren und übertreffbaren Xgen für die vierte Regulierungsperiode will sich die BNetzA weiterhin am unteren Rand der Bandbreite orientieren. Anders als zur dritten Regulierungsperiode sieht die BNetzA jedoch keine Anhaltspunkte für die Gewährung eines Abschlags.

Aus Sicht des BDEW spannen der Törnqvist-Xgen und der Malmquist-Xgen jedoch keine plausible Bandbreite des Xgen auf. Dies liegt primär in der mangelnden prognostischen Validität der berechneten Werte begründet: Die verwendeten Methoden haben den Xgen bei der vergangenen Berechnung massiv überschätzt und es ist fest davon auszugehen, dass dies nun aus denselben Gründen wieder der Fall sein wird. Darüber hinaus sind Schwachstellen wie der nicht sachgerechte Netzentgelt-Deflator oder die nicht berücksichtigte Zinswende zu nennen. Vergleiche mit der Produktivitätsentwicklung der Stromnetze in anderen Ländern unterstützen diese Sichtweise zusätzlich.

Forderung:

Bei der Ableitung des Xgen dürfte deshalb aus den Vergangenheitsdaten nur mit regulatorischer Vorsicht eine Prognose für die vierte Regulierungsperiode erstellt werden. Hierbei sind bereits bekannte oder absehbare Entwicklungen (z. B. Investitionsbedarfe, Personalzuwachs, Zinswende) zumindest qualitativ miteinzubeziehen. Im Ergebnis kann es geboten sein, den mit Vergangenheitsdaten ermittelten Xgen mit einem Abschlag zu versehen. Mit Blick auf die aufgezeigten Schwachstellen sollte der Abschlag sogar größer sein als die bei der Ermittlung des Xgen Strom RP3 angewendeten 0,45 %, um die empirisch festgestellten Prognosefehler und den damit einhergehenden Unsicherheiten und absehbaren Überschätzungen des Xgen durch die mangelnde Repräsentativität für den Anwendungszeitraum pragmatisch zu adressieren. Damit läge der Xgen immer noch deutlich oberhalb der realisierten Werte und wäre somit immer noch konservativ in Hinblick auf eine mögliche Unterschätzung des Xgen.

5 Anmerkungen zum WIK-Gutachten

Zur Sicherstellung der sachgerechten Ermittlung des Xgen für die vierte Regulierungsperiode hat die BNetzA die WIK-Consult GmbH mit einem Gutachten beauftragt, das die im Festlegungsentwurf verwendete Methoden dahingehend überprüfen soll, ob greifbar überlegene methodische Ansätze vorliegen, die eine Anpassung der bisherigen methodischen Ausgestaltung erforderlich machen. Ein Gutachten ist eine fachliche Beurteilung, die für den fachlichen Laien

nachvollziehbar und von einem Fachmann nachprüfbar ist. Das bedeutet, dass alle Ergebnisse und Schlussfolgerungen begründet und nachvollziehbar entsprechend den Grundanforderungen an das wissenschaftliche Arbeiten sein müssen.

Das vorliegende Gutachten weist aus Sicht des BDEW hinsichtlich der Nachprüfbarkeit und des generellen Standards für wissenschaftliches Arbeiten Mängel auf. Insbesondere verweist es regelmäßig auf juristische Argumentationen zur Abwehr alternativer methodischer Ansätze, obwohl es sich um ökonomische bzw. ökonometrische und statistische Fachfragen handelt.

Juristische Abhandlung zu ökonomischen bzw. ökonometrischen und statistischen Fachfragen

Ziel der Beauftragung des Gutachtens durch die BNetzA war die Überprüfung, ob überlegene methodische Ansätze zur Bestimmung des Xgen vorliegen. Hierzu müsste ein unabhängiger Gutachter andere methodische Ansätze betrachten und empirisch mit dem bisherigen Ansatz der BNetzA zur Bestimmung des Xgen vergleichen. Das WIK-Gutachten argumentiert aber leider an zahlreichen Stellen anhand rechtlicher Überlegungen bzw. der bisher ergangenen Rechtsprechung. Eine unabhängige fachwissenschaftliche und damit ökonomische Beurteilung findet für zahlreiche Fragestellungen überhaupt nicht statt.

Zum Beispiel stellt das WIK in Abschnitt 3 des Gutachtens (S. 37 ff.) dar, wie die gesamtwirtschaftlichen Bestandteile des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors durch die Anwendung der Residualbetrachtung ermittelt werden können. Das WIK beschränkt sich auf die Darstellung des theoretischen Zusammenhangs zwischen VPI und den gesamtwirtschaftlichen Bestandteilen. Die beschriebenen Beispiele aus der internationalen Regulierungspraxis sind alleamt nicht geeignet, einen Stand der Wissenschaft in Bezug auf die Anwendung der Residualmethode zu belegen, da in keinem der Beispiele eine Residualmethode angewandt wird. Die eigentliche Frage, ob die modelltheoretisch abgeleiteten Zusammenhänge auch empirisch bestätigt werden, wird nicht diskutiert. Es erfolgt auch keine Darstellung alternativer Methoden zur Berechnung der Einzelbestandteile. Die Anwendung der Residualmethode wird hingegen mit der bisher ergangenen Rechtsprechung gerechtfertigt.

Eine ähnliche Problematik findet sich in den Abhandlungen zur Törnqvist-Methode in Abschnitt 4 des Gutachtens (S. 47 ff.). So schlussfolgert das WIK bei der Auswahl der Indizes für Zinsen und ähnliche Aufwendungen (S. 60), dass die Auswahl dem Stand der Wissenschaft entspricht, da sich die bisherige Kritik an der Inputpreisreihe nicht auf die Auswahl der Indizes bezogen hatte. Dies ist ein klassischer formaler Fehlschluss. Auch bei der Prüfung der Gewichtungen (S. 64 f.) verweist das WIK auf die Vorgehensweise des Ordnungsgebers und Aussagen des Bundesgerichtshofs, anstatt andere Gewichtungsmethoden aufzuzeigen und empirisch gegen die von der BNetzA gewählte Methode abzuwägen. Diese Vorgehensweise ist auch vor dem Hintergrund der am 30. September 2023 ergangenen Urteile des OLG Düsseldorf zur

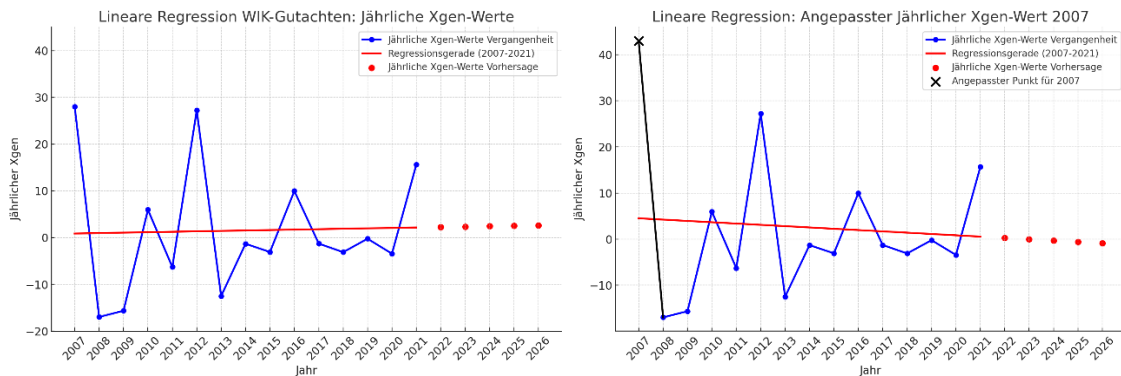
Festlegung der Eigenkapitalverzinsung nicht vertretbar, zumal auf diese Weise auch nicht die erforderliche Transparenz und Akzeptanz hergestellt werden kann.

Verletzung wissenschaftlicher Standards und methodische Mängel bei statistischen Fragen

Deutliche Mängel treten zudem z. B. bei der Diskussion unter 2.3.4 Validierungsverfahren zu Tage. Zunächst einmal erfolgt keine Diskussion des Begriffs der Validierung und welche Ziele mit ihr verfolgt werden. Entsprechend beliebig ist auch die Verwendung des Begriffs. So findet keine erkennbare Unterscheidung zwischen den Begriffen Validierung, Robustheit und Plausibilität statt. Auch wird im Zuge einer Abbildung einer quadratischen Regression eine Prognosemethode selbst mit der Validierung dieser Prognosemethode vermischt. Es wird keine wissenschaftliche Literatur, die das Thema Validierung zum Thema hat, zitiert. Bezeichnenderweise wird ein wissenschaftliches Standardkonzept zur Modellvalidierung – der Prognosefehler – zwar angesprochen, eine Anwendung des Konzepts auf den Xgen wird jedoch unterlassen. Stattdessen werden die vermeintlichen Vor- und Nachteile des Prognosefehlers mit der bereits angesprochenen quadratischen Regression diskutiert. Diese beiden Vorgehensweisen haben nicht den gleichen Untersuchungsgegenstand und nicht die gleiche Zielsetzung. Ein Vergleich kommt einem Kategorienfehler gleich.

Im Zwischenfazit verweist das WIK auf den Anhang, in welchem „eine Prognose aus dem Trend der vorliegenden Jahre“ erstellt würde (wie dies mit dem eigentlichen Thema Validierung zusammenhängt wird nicht erläutert). Diese Prognose ergibt einen leicht steigenden Trend und ergibt für die Jahre 2022-2027 einen Wertebereich von 2,24 % bis 2,69 %.

Die linke Grafik in der nachfolgenden Abbildung zeigt die der Prognose zugrundeliegenden jährlichen Xgen-Werte auf Grundlage des Törnqvist-Tools in blau. Die rote Linie bildet den durch lineare Regression gebildeten Trend ab und die roten Punkte sind die so durch das WIK ermittelten Prognosewerte. In der rechten Grafik wurde der erste Wert der jährlichen Xgen Werte künstlich höher gesetzt (von 28 auf 43 Prozentpunkte, markiert durch schwarzes X). Dieser höhere jährliche Xgen-Wert führt zu einer abnehmenden Trendlinie und negativen vorhergesagten Xgen-Werten. Der lineare Trend ist als Methode deshalb denkbar ungeeignet.



Auch im Abschnitt 4.2.3 Deflatoren (S. 54 ff.) zeigen sich statistische Schwächen. Das WIK trifft die Aussage, dass sich die Entwicklung der von der BNetzA verwendeten Netzentgelte des Monitoringberichtes und der Netzentgelte des statistischen Bundesamtes nicht wesentlich voneinander unterscheiden (S. 55). In Abbildung 4-2 im Gutachten werden die Indexreihen der Monitoring-Netzentgelte und der Netzentgelte des Statistischen Bundesamtes von 2006 bis 2017 abgetragen. Das WIK weist darauf hin, dass die Entwicklung der beiden Netzentgeltdeflatoren nahezu parallel verlaufe. Die beiden Linien schneiden sich jedoch. Dies wird noch deutlicher, wenn alle verfügbaren Datenpunkte in die Abbildung einbezogen werden (s. nachfolgende Abbildung Netzentgeltdeflatoren Strom).

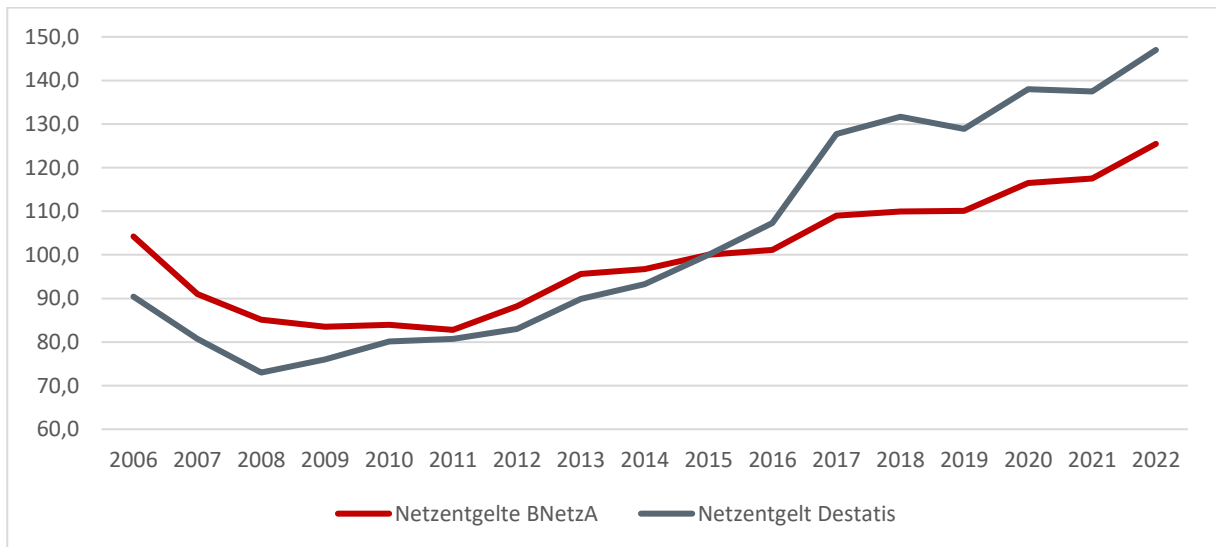


Abbildung 7: Netzentgeltdeflatoren Strom (Index 2015 = 100) für die Jahre 2006-2022

Falsch ist darüber hinaus die Aussage im WIK-Gutachten, dass die Tatsache, dass die Monitoring-Netzentgelte in den Jahren bis 2015 oberhalb der Netzentgelte des statistischen Bundesamtes liegen, einen geringeren Xgen zur Folge hätten (S. 56). Für die Ermittlung des Xgen kommt es einzig und allein auf die Entwicklung der Netzentgelte zwischen dem Anfangs- und

dem Endjahr des Stützintervalls an (s. Abschnitt 3.4.1). Daraus folgt, dass die Monitoring-Netzentgelte, die zwischen 2006 und 2021 nur um 13 Prozentpunkte gestiegen sind (die Netzentgelte des statistischen Bundesamtes sind um 47 Prozentpunkte gestiegen) im Endergebnis zu einem höheren Xgen führen. Ob die dazwischenliegenden Jahre einen geringeren oder höheren jährlichen Xgen aufweisen, ist irrelevant für das Endergebnis.

Des Weiteren werden in Bezug auf die Netzentgeltdeflatoren (S. 54 ff.) nicht belegte Behauptungen getätigt. Um aufzuzeigen, dass die Netzentgelte der oberen Netzebenen keine tatsächliche Anwendungswirkung entfalten, weil die direkt angeschlossenen Netzkunden über Speicherbefreiungs- und Poolingregelungen oder Netzentgeltrabatte gemäß § 19 Absatz 2 StromNEV regelmäßig nur Bruchteile der ausgewiesenen Preise bezahlen, müsste der Sachverhalt einer empirischen Überprüfung unterzogen werden. Diese Prüfung erfolgt im Gutachten nicht. Die ausführliche Begründung von Aussagen fehlt auch an weiteren Stellen des Gutachtens.

Zusammenfassend leidet das WIK-Gutachten einerseits daran, dass es häufig keine ökonomische Beurteilung von Sachverhalten vornimmt, sondern stattdessen durch Hinweis auf juristische Sachverhalte methodische Vorgehensweisen bzw. Auslassungen rechtfertigt. Andererseits lassen sich aus Sicht des BDEW klare handwerkliche Fehler feststellen. Es erscheint fraglich, ob mit Hilfe des WIK-Gutachtens eine wissenschaftliche Bewertung der Vorgehensweise der BNetzA in der gebotenen Form möglich ist.

Ansprechpartner

Jan Kiskemper
Energienetze, Regulierung & Mobilität
+49 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de

Kevan Skorna
Energienetze, Regulierung & Mobilität
+49 30 300199-1669
kevan.skorna@bdew.de