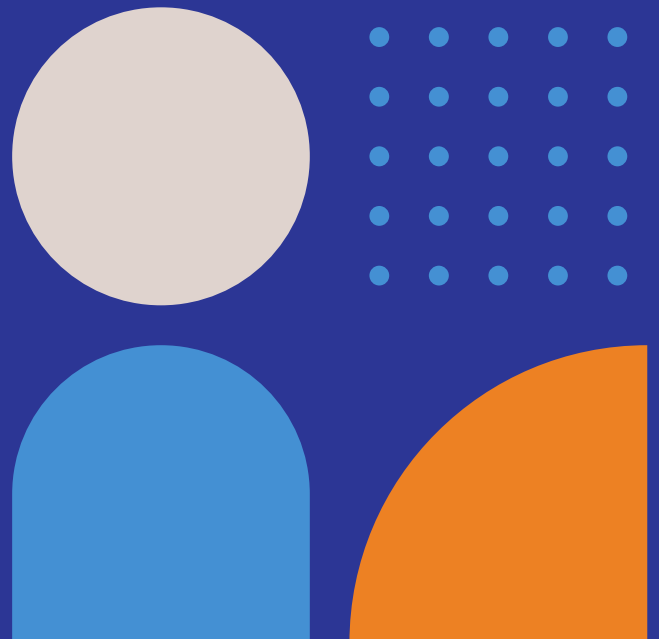


Stellungnahme zum
Festlegungsentwurf für den generellen
sektoralen Produktivitätsfaktor für
Stromnetzbetreiber in der
4. Regulierungsperiode
vom 21. August 2024

Stuttgart, 18.09.2024



Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für
Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	1
2	Überblick und Vorgehensweise der Bundesnetzagentur.....	3
3	Bereits in der Konsultation zur dritten Regulierungsperiode erkannte Defizite ..	6
4	Netzentgeltdeflator und Umlagesachverhalte	7
4.1	Netzentgeltdeflator	7
4.2	Nicht klar nachvollziehbarer Umgang mit Umlagesachverhalten.....	13
5	Prognose und Stützintervall.....	14
5.1	Erfordernisse bei vergangenheitsbasierten Prognosen.....	14
5.2	Empirische Überprüfung der Xgen-Prognosen	16
5.3	Verbesserte Repräsentativität durch aktuelleres Stützintervall im Törnqvist	17
5.4	Verbesserte Repräsentativität durch aktuelleres Stützintervall im Malmquist	24
6	Festlegungsentwurf Einzelpunkte	27
6.1	Törnqvist	27
6.1.1	Inputpreisreihen für EK I und EK II: Zinswende	27
6.1.2	Inputpreise Abschreibungen	29
6.1.3	„Plausibilisierung“ des Stützintervalls durch die Bundesnetzagentur	30
6.1.4	„Explosiver Anstieg“ der Systemdienstleistungskosten im Jahr 2022	30
6.1.5	Einbezug der Anfangsjahre in das Stützintervall	31
6.2	Malmquist	32
6.2.1	Datenfehler.....	32
6.2.2	Modellierung des Ineffizienzterms in der SFA	32
6.2.3	Sinkende EK-Verzinsung	34
6.2.4	Verwendung von sTotex	35
7	Inhaltliche und methodische Mängel des WIK Gutachtens.....	36
8	Gesamteinschätzung	37

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

1 Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur hat am 21. August 2024 unter dem Aktenzeichen BK4-24-028 die Konsultation zum Festlegungsverfahren für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor Strom (Xgen) für die vierte Regulierungsperiode eröffnet. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt den Xgen für Stromnetzbetreiber auf 0,91% festzulegen und hat den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben bis zum 18. September zu dem Festlegungsentwurf Stellung zu nehmen. Diese Möglichkeit nehmen wir gerne wahr. Vor dem Hintergrund der zu prüfenden umfangreichen empirischen Datengrundlage und der komplexen Berechnungen bei der Ermittlung des Xgen auf Grundlage zweier grundverschiedener Berechnungsmethoden sowie der gleichzeitig parallel laufenden Konsultation des Eckpunktepapiers zur zukünftigen Ausgestaltung des Produktivitätsfaktors im Rahmen des NEST-Prozesses zur Weiterentwicklung der Kosten- und Anreizregulierung im Strom- und Gasbereich war die vierwöchige Konsultationsfrist kurz bemessen. Wir behalten uns daher vor weitere Anmerkungen zum Konsultationsentwurf auch zu einem späteren Zeitpunkt noch in das Konsultationsverfahren einzubringen.

Aus Sicht der Netze BW bestehen erhebliche Bedenken und Kritikpunkte am vorliegenden Festlegungsentwurf und der Höhe des konsultierten Xgen.

- Der Xgen ist ein Prognosewert. Der für die dritte Regulierungsperiode prognostizierte Xgen, d.h. die für die dritte Regulierungsperiode prognostizierte Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung liegt, wie man anhand der aktualisierten Daten und Berechnungen des Festlegungsentwurfs und dem veröffentlichten Excel Tool leicht sehen kann, deutlich oberhalb der tatsächlich eingetretenen und realisierten Werte. Trotz dieser substanziellen Prognosefehler verändert die Beschlusskammer ihre Methodik in keiner Weise. Die Bundesnetzagentur nimmt die sehr deutlichen Prognosefehler noch nicht einmal zur Kenntnis und hinterfragt damit auch nicht ihr methodisches Vorgehen. Dies widerspricht grundlegend jeder Vorgehensweise, die eine sachgerechte Prognose zum Ziel hat und verletzt selbstverständlich elementare wissenschaftliche Standards.
- Die Bundesnetzagentur lässt die mangelnde Repräsentativität der von ihr gewählten Datenzeiträume für die Ermittlung des Xgen (jeweils der längst mögliche Zeitraum beginnend ab 2006) im Hinblick auf den Anwendungszeitraum des Xgen gänzlich unbeachtet. Es soll also für die zukünftige Schätzung des Xgen weiterhin auf Daten zurückgegriffen werden, die eine Netzwirtschaft vor dem Beginn der Energiewende beschrieben. Die heutige und kommende Netzwirtschaft unterscheidet sich deutlich von der damaligen. Ausgehend von den Veränderungen infolge der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 und der immer stärker und schneller

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

fortschreitenden Energiewende ist die Repräsentativität dieser historischen Daten nicht mehr gegeben. Die mangelnde Repräsentativität des Stützintervalls war bereits bei der letzten Festlegung des Xgen Strom für die dritte Regulierungsperiode die Ursache für den hohen Prognosefehler und würde absehbar wieder zu einem hohen Prognosefehler zulasten der Netzbetreiber führen. Diesem Problem der Repräsentativität könnte und sollte zwingend durch eine Verkürzung des Datenzeitraums, durch die Herausnahme der nicht repräsentativen Jahre, begegnet werden.

- Im Rahmen der Berechnung der Produktivitätsentwicklung werden die Umsatzerlöse mit Hilfe von Netzentgelten deflationiert. Die von der Bundesnetzagentur hierfür verwendeten Netzentgelte aus dem Monitoringbericht sind für eine sachgerechte Deflationierung ungeeignet, da unterjährig Netzentgeltänderungen und die Netzentgelte von Spannungsebenen oberhalb der Mittelspannung nicht berücksichtigt werden. Darüber hinaus stammen die Monitoring-Netzentgelte nicht aus den Preisblättern der Netzbetreiber, sondern aus einer Erhebung bei den Vertrieben. Auch aus diesem Grund sind sie nur begrenzt verlässlich. Auf Basis einer umfassenden Abfrage der Netzentgelte aus den Preisblättern der Netzbetreiber durch den BDEW, VKU und Geode liegt eine deutlich überlegene Alternative zu den Netzentgelten aus dem Monitoringbericht vor („BMT-Netzentgeltdeflator“). Dies belegt auch eine, verglichen mit den Monitoring-Netzentgelten, deutlich höhere Konsistenz der BMT-Netzentgelte mit den bereinigten Umsatzerlösen und den von der Bundesnetzagentur verwendeten Stromabsatzmengen im Zeitverlauf.

Die Ergebnisse der Abfrage der Verbände BDEW, VKU und Geode sind in der beigefügten Präsentation zusammengefasst. Diese Präsentation bringen wir vollumfänglich als Bestandteil unserer Stellungnahmen in die Konsultation mit ein.¹

- Trotz des prognostischen Charakters des Xgen ignoriert die Bundesnetzagentur die am Ende des Datenzeitraums einsetzende Zinswende und schreibt historisch gesunkene Zinssätze als Prognose in die Zukunft fort. Dies obwohl dieselbe Beschlusskammer in anderen Verfahren zur Kapitalverzinsung für den Kapitalkostenaufschlag in der vierten Regulierungsperiode explizit aufgrund der Zinswende eine Erhöhung der kalkulatorischen Zinssätze vorgenommen hat.

¹ Vgl. PwC, BMT-Sonderprojekt Begleitung des Xgen Strom, Törnquist-Methode vom 5. September 2024.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

- Das Vorgehen der Bundesnetzagentur zur Ermittlung des Xgen ist an mindestens zwei zentralen Stellen nicht vollständig nachvollziehbar und damit intransparent. Dies betrifft einerseits den Umgang mit den Umlagesachverhalten im Törnqvist-Index und insbesondere die Frage des Einbezugs von Erstattungszahlungen nach § 19 Abs2 StromNEV in die Umsatzerlöse der Netzbetreiber. Andererseits betrifft es das Fehlen von Regressionsgleichungen und Ergebnisdateien im Malmquist-Index, sowohl bei der Hauptregression wie auch bei den Sensitivitätsrechnungen. Vorgehen und Argumentation sind somit nicht nachvollziehbar.
- Eine Korrektur der von Netze BW als wesentliche methodische Mängel betrachteten Punkte ergäbe eine plausible Bandbreite für den Xgen von ca. $-0,5\%$ bis $0,2\%$. In diesem Bereich sollte sich die endgültige Festlegung des Xgen bewegen.

2 Überblick und Vorgehensweise der Bundesnetzagentur

Funktion des Xgen: Prognose der zukünftigen Stückkostenentwicklung im Netzbetrieb

Der Xgen soll in Zusammenspiel mit dem Verbraucherpreisindex (VPI) eine Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode an exogene Preissteigerungen für Inputfaktoren ermöglichen und zweitens dafür sorgen, dass Produktivitätssteigerungen aufgrund von technischem Fortschritt bereits während der Regulierungsperiode erlös- und netzentgeltsenkend an die Netzkunden weitergegeben werden. In seiner derzeitigen Konzeption gemäß § 9 ARegV stellt der Xgen eine Prognose dar, die den historischen Trend der Stückkostenentwicklung (Kosten pro Outputeinheit) der Netzbetreiber in die Zukunft fortschreibt.

Die vereinfachte Fortschreibung der Erlösobergrenze erfolgt also entsprechend

$$EOG_t = \text{Kosten}_0 \times (\Delta VPI_t - Xgen)$$

wobei gilt

$$Xgen = \Delta VPI_{\text{Historisch}} + \Delta TFP^{NW} - \Delta IP^{NW}.$$

Für die Berechnung des Xgen werden also zur allgemeinen Inflation die netzwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung addiert und hiervon die netzwirtschaftliche Inputpreisentwicklung subtrahiert. Hierbei handelt es sich jeweils um durchschnittliche, jährliche prozentuale Veränderungen, bezogen auf den gewählten, historischen Datenzeitraum der Vergangenheit.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Zur Anwendung während der Regulierungsperiode wird der Xgen dann im Zusammenspiel mit der aktuellen allgemeinen Inflation gebracht.

Malmquist-Index und Törnqvist-Index

Die Bundesnetzagentur ermittelt den Xgen anhand von Netzbetreiberdaten der Jahre 2006 bis 2022 und auf Basis zweier unterschiedlicher Berechnungsmethoden, dem Malmquist-Index sowie dem Törnqvist-Index. Während der Malmquist-Index auf den regulatorisch geprüften historischen Kostendaten der Netzbetreiber aus den Basisjahren der jeweiligen Regulierungsperiode aufsetzt, werden zur Berechnung des Törnqvist-Index die jährlichen Daten aus den HGB Abschlüssen der Netzbetreiber verwendet.

Beim Malmquist-Index werden die Kostenveränderungen im Verhältnis zu der Veränderung der Versorgungsaufgabe (Outputs, definiert durch die Outputparameter im jeweiligen Effizienzvergleich) betrachtet. Dabei wird einerseits die Verschiebung einer effizienten Kostengrenze in Bezug auf die Definition der Versorgungsaufgabe berechnet („Frontier Shift“) und andererseits die Änderung der Durchschnittseffizienz der Netzbetreiber in Bezug auf die gleiche Definition der Versorgungsaufgabe („Catch-Up“). Nur der Frontier Shift ist für den Xgen von Relevanz ($Xgen = VPI\text{-Änderung} + \text{Frontier-Shift}$). Durch die Betrachtung von netzwirtschaftlichen Kostenveränderungen werden netzwirtschaftliche Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung gemeinsam durch den Frontier Shift abgebildet.

Beim Törnqvist-Index werden netzwirtschaftliche Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung separat ermittelt. Für die Inputpreisentwicklung werden einerseits Indexreihen des Statistischen Bundesamtes für die Vorleistungen und andererseits die Lohnkostenentwicklung der Netzbetreiber für den Faktor Arbeit herangezogen sowie für den Inputfaktor Kapital die Entwicklung der regulatorisch festgelegten Zinssätze. Für die Berechnung der Produktivitätsentwicklung werden auf der Inputseite die geleisteten Arbeitsstunden in der Netzwirtschaft, das deflationierte Bruttoanlagevermögen der Netzbetreiber, sowie die deflationierte Vorleistungskosten der Netzbetreiber herangezogen. Auf der Outputseite werden im Wesentlichen die deflationierten Umsatzerlöse der Netzbetreiber herangezogen. Zur Deflationierung verwendet die Bundesnetzagentur hierbei einen Netzentgeltdeflator basierend auf den durchschnittlichen Netzentgelten der jährlichen Monitoringberichte.

Vorgehensweise Bundesnetzagentur

Mit diesen Methoden und Daten ermittelt die Bundesnetzagentur einen Xgen von 1,20% für den Törnqvist-Index und von 0,91% für den Malmquist-Index. Die Behörde beabsichtigt, sich am unteren Rand dieser, aus ihrer Sicht plausiblen Bandbreite, zu orientieren und den Xgen für die vierte Regulierungsperiode auf einen Wert von 0,91% festzulegen. Anders als noch in der Festlegung zur dritten Regulierungsperiode beabsichtigt die Behörde aber

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

nicht einen zusätzlichen Sicherheitsabschlag auf diesen mit der Malmquist-Methode ermittelten Wert vorzunehmen. Der von der Bundesnetzagentur konsultierte Wert stellt eine marginale Erhöhung gegenüber dem für die dritte Regulierungsperiode festgelegten Wert von 0,9% dar, der sich rückblickend als deutlich zu hoch erwiesen hat.

Das methodische Vorgehen der Bundesnetzagentur zur Ermittlung des Xgen für die vierte Regulierungsperiode folgt, abgesehen von der Verlängerung des Betrachtungszeitraumes und des von der Behörde nicht mehr als notwendig empfundenen Sicherheitsabschlags auf den mit der Malmquist-Methode ermittelten Wert, vollständig dem Vorgehen in der dritten Regulierungsperiode. Es wurden keinerlei methodischen Änderungen oder Anpassungen auf Basis neu gewonnener Erkenntnisse vorgenommen und ebenso wie in der dritten Regulierungsperiode fehlt jegliche inhaltliche Begründung und ökonomische Auseinandersetzung mit den gewonnenen Ergebnissen.

Die Netze BW hält daher weiterhin an den im Rahmen der Konsultation des Xgen für die dritte Regulierungsperiode geäußerten Kritikpunkte fest. Insbesondere halten wir auch an unserer damaligen Einschätzung fest, dass der für die dritte Regulierungsperiode festgelegte und prognostizierte Wert für den Xgen deutlich zu hoch war und ein Xgen von Null sachgerecht gewesen wäre. Durch die jetzt vorgelegten Daten, die erstmalig eine Überprüfung des für die dritte Regulierungsperiode von der Behörde prognostizierten Wertes mit der tatsächlichen Entwicklung ermöglichen, sehen wir uns in dieser Einschätzung vollständig bestätigt.

Vor diesem Hintergrund relativieren sich auch die wiederholt im Festlegungsentwurf zu findenden Aussagen in Bezug auf die höchstrichterlich festgestellte Rechtmäßigkeit des methodischen Vorgehens. Denn aus der höchstrichterlichen Spruchpraxis folgt nicht, dass die methodische Vorgehensweise in der dritten Regulierungsperiode unverändert in die Zukunft fortgeschrieben werden muss. Die der Behörde vom Bundesgerichtshof eingeräumten umfassenden Ermessensspielräume erlauben es der Behörde vielmehr Anpassungen ihrer Methodik an neue Erkenntnisse vorzunehmen, um nicht nur rechtssichere, sondern auch ökonomisch sachgerechte Entscheidungen zu treffen. Dies ist auch zwingend geboten, um den verordnungsrechtlichen Vorgaben zur Ermittlung des Xgen auf Basis des Stands der Wissenschaft gerecht zu werden.

Zur Vorbereitung der Ermittlung und Festlegung des Xgen für die Gas- und Stromnetzbetreiber für die vierte Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur ihre Vorgehensweise aus der dritten Regulierungsperiode durch das Wissenschaftliche Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH (WIK) prüfen lassen. Der Gutachtenentwurf des WIK wurde bereits am 6. September 2023 zusammen mit dem Festlegungsentwurf der Beschlusskammer 4 zum Xgen Gas für die vierte Regulierungsperiode veröffentlicht. Auch die im Hinblick auf dieses Gutachten des WIK in der Stellungnahme der Netze BW im Konsultationsverfahren zum Xgen Gas für die vierte

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Regulierungsperiode geäußerten Zweifel an den wissenschaftlichen Qualitätsstandards des Gutachters bleiben weiterhin bestehen.²

Die Bundesnetzagentur hat zeitgleich mit dem Festlegungsentwurf für den Xgen Strom auch die verwendeten Daten, das Excel-Berechnungstool für den Törnqvist-Index und den Programmcode für den Malmquist-Index veröffentlicht. Darüber hinaus hat sie die dem Törnqvist-Tool zugrundeliegenden unternehmensindividuellen Daten veröffentlicht. Allerdings ist auch mit den vorliegenden Datenveröffentlichungen das methodische Vorgehen der Bundesnetzagentur nicht vollständig nachzuvollziehen. So bleibt wie bereits in der dritten Regulierungsperiode unklar wie die zuständige Beschlusskammer mit den Umlagesachverhalten im Törnqvist-Index umgegangen ist. In Bezug auf den Malmquist-Index ist vor allem die mangelnde Transparenz hinsichtlich der durchgeführten Sensitivitätsanalysen zu kritisieren.

3 Bereits in der Konsultation zur dritten Regulierungsperiode erkannte Defizite

Aufgrund der unveränderten Vorgehensweise der Bundesnetzagentur sind die folgenden, bereits in der Konsultation zur dritten Regulierungsperiode genannten methodischen Mängel aus Sicht der Netze BW weiterhin von Relevanz:

Törnqvist

- Nicht repräsentative Besonderheiten des Anfangszeitraums, insbesondere des Jahres 2006 (vgl. Abschnitte 5.3 und 6.1.6)
- Netzentgeltdeflator: Unterjährige Netzentgeltanpassungen und Nichtberücksichtigung der Spannungsebenen oberhalb der Mittelspannung (vgl. Abschnitt 4.1)
- Keine Preissteigerung für Abschreibungen (vgl. Abschnitt 6.1.2)

² Vgl. „Stellungnahme der Netze BW GmbH zur Konsultation der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode“ vom 4. Oktober 2023.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

- „Plausibilisierung“ des Stützintervalls seitens der Bundesnetzagentur (vgl. Abschnitt 6.1.4)

Malmquist

- „Regulatorische Produktivität“: Verzerrungen durch gesetzliche Änderungen und Kostenprüfungspraxis (vgl. Abschnitt 5.4)
- Fortschreibung sinkender EK-Zinssätze (vgl. Abschnitt 6.2.3)

4 Netzentgeltdeflator und Umlagesachverhalte

4.1 Netzentgeltdeflator

Mängel an dem von der Bundesnetzagentur verwendeten Deflator aus Monitoring Netzentgelten und BMT-Netzentgeltdeflator als überlegenen Alternative

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 dritten Regulierungsperiode verwendet die Bundesnetzagentur 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 stand bereits in der Konsultation zur dritten Regulierungsperiode in der Kritik. Diese Kritik ist nach wie vor valide.

Aus Sicht der Netze BW sind die zentralen Mängel der Monitoring Netzentgelte folgende:

- Netzentgelte der Spannungsebenen oberhalb der Mittelspannung werden in den Monitoring-Netzentgelten nur mittelbar über die Kaskadierung berücksichtigt. D.h. Letztverbraucher (und die von ihnen entrichteten Netzentgelte), die in den Netzebenen oberhalb der Mittelspannung angeschlossen sind, bleiben im Netzentgeltdeflator komplett unberücksichtigt. 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 Betrachtungszeitraum deutlich zu flach und unterschätzt damit die tatsächlichen Netzentgeltsteigerung. Entsprechend steigen die mit diesen Netzentgelten deflationierten Umsatzerlöse zu stark an und damit auch die so ermittelten Outputs der Netzbetreiber. Dies hat zur Folge, dass die Produktivitätsentwicklung der Netzbetreiber deutlich überschätzt wird.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

- Die Umsatzerlöse bestimmen sich einerseits aus den Mengen, andererseits aus den Preisen, im Fall der Netzbetreiber also den Netzentgelten. Im Standardfall legen die Netzbetreiber ihre Netzentgelte für ein Jahr fest, so dass der Rückgriff auf die Netzentgelte des jeweiligen Jahres für den Zweck der Deflationierung möglich ist. Allerdings gab es in den Jahren 2006 bis 2008 unterjährige Netzentgeltanpassungen bei den Netzbetreibern. Die Umsatzerlöse basieren also auf unterschiedlichen Preisen. Für eine sachgerechte Deflationierung muss diesem Umstand also Rechnung getragen werden. Diese unterjährige Netzentgeltanpassungen werden in den Monitoring-Netzentgelten jedoch gerade 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 Bundesnetzagentur intendiert ist, insbesondere, da die entsprechende Abfrage eine Einzelabfrage im Zusammenhang mit 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 gemeldeten Daten verbunden.

Aus den genannten Gründen sind die Monitoring Netzentgelte nicht geeignet, eine ökonomisch sachgerechte Deflationierung der Umsatzerlöse als Voraussetzung für eine plausible Ermittlung der Produktivitätsentwicklung der Netzbetreiber sicherzustellen. Netze BW hatte daher in der Konsultation der Festlegung zur Datenabfrage für den Törnqvist-Index (BK4-22-084) vorgeschlagen, auch die Netzentgelte und die auf die Letztverbraucher entfallene Jahresarbeit bei den Netzbetreibern abzufragen. Die Behörde

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

ist diesem Vorschlag aber ohne jegliche weitere Begründung nicht gefolgt.³ Dies ist umso erstaunlicher, als die Beschlusskammer einen Teil der benötigten Daten (die Letztverbrauchermengen) in der Datenerhebung zum Xgen der dritten 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 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 mit einer Marktabdeckung von 79 % der Umsatzerlöse eine sehr hohe Abdeckung 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 repräsentativen 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

³ Vgl. Stellungnahme der Netze BW zur Konsultation zur Festlegung von Vorgaben für die Erhebung von Daten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung vom 24. August 2022 und Bundesnetzagentur, Beschluss BK4-22-084 vom 16.09.2022, S. 11.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Wert deutlich niedriger als der mittels Törnqvistdaten berechnete Xgen von 1,2 % und er liegt auch 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 unserer Einschätzung 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 Netze BW vorgeschlagen hat.

Die Bundesnetzagentur 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 von PwC aber ergeben haben, entfallen auch auf die Netzebenen oberhalb der Mittelspannung substantielle und damit nicht vernachlässigbare Letztverbrauchermengen.

Diese Kundengruppen müssen aber nach Auffassung der Bundesnetzagentur 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 Letztverbrauchern nicht einfach aus einem Standardpreisblatt abgeleitet werden kann. Dieses Argument kann erstens nur für diejenigen Anteil der Letztverbraucher auf höheren Spannungsebenen gelten, die tatsächlich ein Sondernetzentgelt in Anspruch nehmen können und zweitens kann dieses Argument nur dann gelten, wenn im Rahmen der Törnqvist Berechnungen der um Umlagen bereinigte Umsatz im Erhebungsbogen der Bundesnetzagentur 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 Übertragungsnetzbetreiber in Position 2.4 ausgeglichen. Die Umsätze der

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Netzbetreiber fallen demnach so aus, als wenn das Standardnetzergelt nicht zur Anwendung gekommen wäre. Dementsprechend sind im Deflator in diesem Fall auch die Netzergelte der höheren Spannungsebene zu berücksichtigen.

Bessere Konsistenz der BMT-Netzergelte mit den jährlichen Umsatzerlösen und Energieabnahmen im Zeitverlauf

Grundsätzlich gilt der Zusammenhang, dass die bereinigten Umsatzerlöse der Netzbetreiber sich aus dem Produkt aus durchschnittlichem Netzergelt und abgenommener Energiemenge ergeben. Um die Plausibilität eines durchschnittlichen Netzergelts zu beurteilen, kann man dieses durchschnittliche Netzergelt mit dem Quotienten aus Umsatzerlösen und Energiemengen vergleichen. Je ähnlicher das durchschnittliche Netzergelt zu dem aus Umsatzerlösen und Energiemengen zurückgerechneten, „synthetischen“ Netzergelt ist, umso plausibler ist das durchschnittliche Netzergelt.

Die Ähnlichkeit des durchschnittlichen Netzergeltes und des synthetischen Netzergeltes sollte vor allem im Zeitverlauf bestehen. Eine gewisse Abweichung aufgrund struktureller Unterschiede in den jeweiligen Datengrundlagen ist immer zu erwarten. Für die Plausibilität der Netzergelte ist es aber vor allem wichtig, dass die Abweichung zum synthetischen Netzergelt über die Zeit nicht allzusehr schwankt, sondern innerhalb einer gewissen Schwankungsbreite bleibt. Mit anderen Worten, die strukturellen Unterschiede zwischen den Datengrundlagen sollten sich nicht substantiell ändern.

Die zeitliche Entwicklung der Monitoring- und BMT-Netzergelte im Vergleich zum synthetische ermittelten Netzergelt ist nachfolgend dargestellt.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

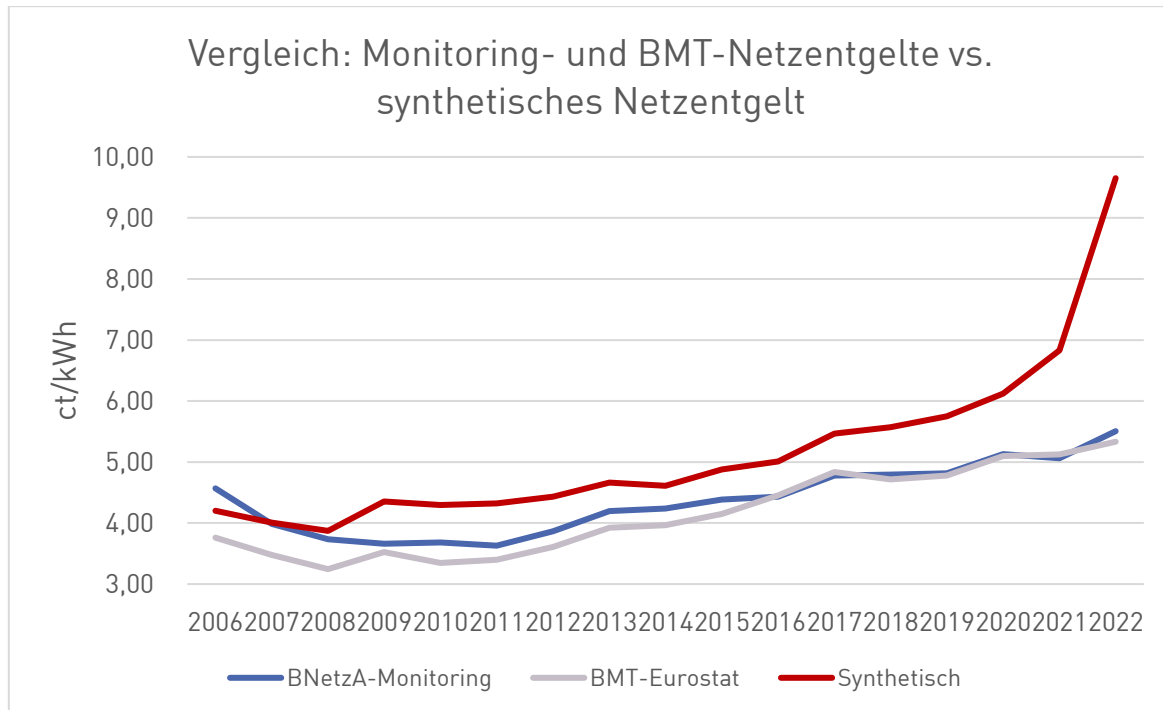


Abbildung 1: Verlauf von Monitoring-, BMT- und synthetischem Netzentgelt.

Der Verlauf in Abb. 1 zeigt, dass das BMT-Eurostat Netzentgelt (BMT Abfrage der Preisblätter und Verwendung der Eurostat Abnahmefälle zur Kalkulation des durchschnittlichen Netzentgeltes) und das synthetische Netzentgelt errechnet aus den Umsatzerlösen der Netzbetreiber und den Energiemengen der AG Energiebilanzen (s. Törnqvist-Tool, Tabellenblatt „02_Endenergieverbrauch“) zwischen 2006 und 2020 solch einen parallelen Verlauf aufweisen. Im Gegensatz hierzu liegt das Monitoring-Netzentgelt im Jahr 2006 zunächst oberhalb des synthetischen Netzentgeltes, fällt dann unter das synthetische Netzentgelt und verläuft ca. ab dem Zeitraum 2009 bis 2011 parallel zum synthetischen Netzentgelt (und somit auch zum BMT-Eurostat Netzentgelt). In den Jahren 2021 und 2022 weicht das synthetische Netzentgelt recht stark ab. Hauptgrund hierfür dürften Steigerungen der Systemdienstleistungskosten über das in den Netzentgelten prognostizierte Maß hinaus sein. Diese Kosten spiegeln sich nicht in den Netzentgelten wider, finden aber als Forderungen aus dem Regulierungskonto trotzdem Eingang in die HGB-Umsätze. Die Abweichungen sind also nicht auf die Monitoring- oder BMT-Netzentgelte zurückzuführen.

Die BMT-Netzentgelte sind im Gegensatz zu den Monitoring-Netzentgelten für die Jahre 2006 bis ca. 2009/2011 im Zeitverlauf konsistent mit den bereinigten Umsatzerlösen aus dem Törnqvist-Tool und den abgenommenen Energiemengen – ab ca. 2009/2011 bestehen keine strukturellen Unterschiede zwischen BMT-Netzentgelten und Monitoring-

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Netzentgelten mehr. Es dürfte kein Zufall sein, dass der Zeitraum 2006 bis 2009 derjenige Zeitraum ist, in welchem regelmäßig Netzbetreiber unterjährige Netzentgelthanpassungen vorgenommen haben: Diese unterjährigen Anpassungen sind in den BMT-Netzentgelten repräsentiert, in den Monitoring-Netzentgelten jedoch nicht. Die BMT-Netzentgelte sind deshalb deutlich geeigneter die umlagebereinigten Umsatzerlöse aus dem Törnqvist zu deflationieren.

4.2 Nicht klar nachvollziehbarer Umgang mit Umlagesachverhalten

Nach Vorgabe der Bundesnetzagentur mussten die Netzbetreiber alle Aufwendungen und Erträge, die im Zusammenhang mit der Abwicklung von Umlagesachverhalten stehen (mit Ausnahme der Positionen G 2.3 und G 2.4 im Tabellenblatt „Datenabfrage“ des Erhebungsbogen) aus den Umsatzerlösen bzw. den betreffenden Aufwandspositionen herausrechnen. Ohne diese Korrektur wäre nach Ansicht der Behörde die berechnete Produktivität verzerrt, da es sich bei den Umlagesachverhalten um durchlaufende Finanzierungsströme handelt, welche die tatsächlichen Umsätze und Vorleistungen überlagern.

Die Bundesnetzagentur hatte in ihrer Rundmail vom 25.11.2022 klargestellt, dass die Positionen G 2.3 („§ 19 StromNEV-Aufwand bei Forderungsausfall aufgrund von Insolvenz, aus an privilegierte Netzkunden gewährten Reduzierungen“) und G 2.4 („§ 19 StromNEV-Ertrag aus Erstattungen der Übertragungsnetzbetreiber 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 Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen wurden und somit beim Netzbetreiber verblieben sind. Zum anderen handelt es sich bei den Erträgen aus Position G 2.4 um durch den Übertragungsnetzbetreiber erstattete entgangene Erlöse aufgrund der 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 G 2.4) waren im Tabellenblatt „Datenabfrage“ u. a. in der Unterposition B 1.1 „davon Umsatzsteuer, Stromsteuer, gesetzliche Umlagen“ auszuweisen und in der Position B 1.3 vollständig aus den Umsatzerlösen herauszurechnen. Tatsächlich haben die Netzbetreiber aber in der Position B 1.1 deutlich höhere Werte angegeben als Umlageerträge für die Umlagesachverhalte (mit Ausnahme der Positionen G 2.4) unter Punkt G angegeben wurden:

$B\ 1.1 > G\ 1.2 + G\ 1.3 + G\ 2.1 + G\ 3.2 + G\ 3.4 + G\ 4.2 + G\ 4.4 + G\ 5.2 + G\ 5.4.$

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

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

Die Bundesnetzagentur schreibt in Bezug auf die Umlagesachverhalte im Konsultationsentwurf auf Seite 20 nur:

„Die Eintragungen im Zusammenhang mit Umlagesachverhalten wurden in besonderem Umfang überprüft. Beispielsweise erfolgte ein Abgleich der Umlageerträge mit zeitlich verbundenen Umlageaufwendungen. Die Position „Umsatz ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer, gesetzliche Umlagen“ konnte mithilfe der Angaben zu Umsatz aus Konzessionsabgaben und zu Umlageerträgen plausibilisiert werden. Für die Erstattungen aus der § 19-StromNEV-Umlage wurden von den jeweiligen Netzbetreibern Bestätigungen der korrekten Behandlung angefordert, um zu vermeiden, dass diese Erlöse in der Position „Umsatz ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer, gesetzliche Umlagen“ unberücksichtigt bleiben.“

Hieraus wird nicht klar inwiefern die Position „Umsatz ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer, gesetzliche Umlagen“ mithilfe der Angaben zu Konzessionsabgaben plausibilisiert werden konnte. Zudem schreibt die Bundesnetzagentur recht kryptisch, dass man durch Bestätigungen seitens der Netzbetreiber habe vermeiden wollen, dass Erstattungen aus der § 19-StromNEV-Umlage in der Position „Umsatz ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer, gesetzliche Umlagen“ unberücksichtigt bleiben.

Es ist aufgrund dieser Formulierung zu vermuten, dass die Position G 2.4 im Rahmen der Berechnungen der Produktivitätsentwicklung einen Teil der Umsatzerlöse der Netzbetreiber darstellen und in den Umsatzerlösen enthalten sind. Wir würden die Bundesnetzagentur aber darum bitten, diesen Tatbestand in der endgültigen Festlegung klar und deutlich darzustellen.

5 Prognose und Stützintervall

5.1 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

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

unverändert wirken.⁴ 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 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 Netze BW).⁵

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

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

⁴ <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/prognose-43498>

⁵ 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)

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

5.2 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.

Die Bundesnetzagentur verwendet für die Ermittlung des Xgen für die Regulierungsperiode 4 die gleichen Prognosemethoden wie zur dritten Regulierungsperiode. 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 Informationen zur Einschätzung, ob die verwendeten Prognosemethoden im gegebenen Kontext verlässliche und valide Prognosen produzieren.

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

Diese Prognosewerte für die dritte Regulierungsperiode lassen sich durch den vorliegenden Konsultationsentwurf mit den realisierten Werten des Anschlusszeitraums (i.W. den Jahren der dritten Regulierungsperiode) vergleichen. Zur Berechnung der realisierten Werte wird dabei auf dieselbe Berechnungsmethodik zurückgegriffen, wie im Rahmen der Prognose. 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 Regulierungsperiode 3.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

	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 Regulierungsperiode vor einer Überschätzung des Xgen gewarnt hatte.

Die realisierten Prognosefehler zeigen die mangelnde Eignung der von der Bundesnetzagentur im Konsultationsentwurf gewählten Gesamtmethodik zur Bestimmung eines validen Xgen für die Zukunft. Eine Anpassung dieser Methodik ist zur Bestimmung eines validen Xgen unerlässlich. Eine Untersuchung der Datengrundlagen und der Logik der Berechnung in Törnqvist und Malmquist zeigt, dass das zur Berechnung verwendete Stützintervall jeweils nicht repräsentativ ist. Dies war bereits für die bei der letzten Festlegung des Xgen Strom berechneten Werte in Bezug auf den Anwendungszeitraum der dritten Regulierungsperiode nicht der Fall, wodurch sich die starke Prognosefehler erklärt. Eine Beibehaltung der längst möglichen Stützintervall würde absehbar wieder ein für den Anwendungszeitraum der vierten Regulierungsperiode nicht repräsentative Datengrundlage nach sich ziehen. Die eine verbesserte Repräsentativität und somit ein erwartbar geringerer Prognosefehler lässt sich im Rahmen der gewählten Methoden nur durch ein aktuelleres Stützintervall erreichen.

5.3 Verbesserte Repräsentativität durch aktuelleres Stützintervall im Törnqvist

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

Strukturbrüche

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

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

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 Entgeltregulierung zurückgehende Effekte sich in der Regulierungsperiode 4 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 Bundesnetzagentur verwendete Datengrundlage spiegelt die mangelnde Repräsentativität der Anfangsjahre sehr deutlich wider (vgl. Abbildung 2). 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.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

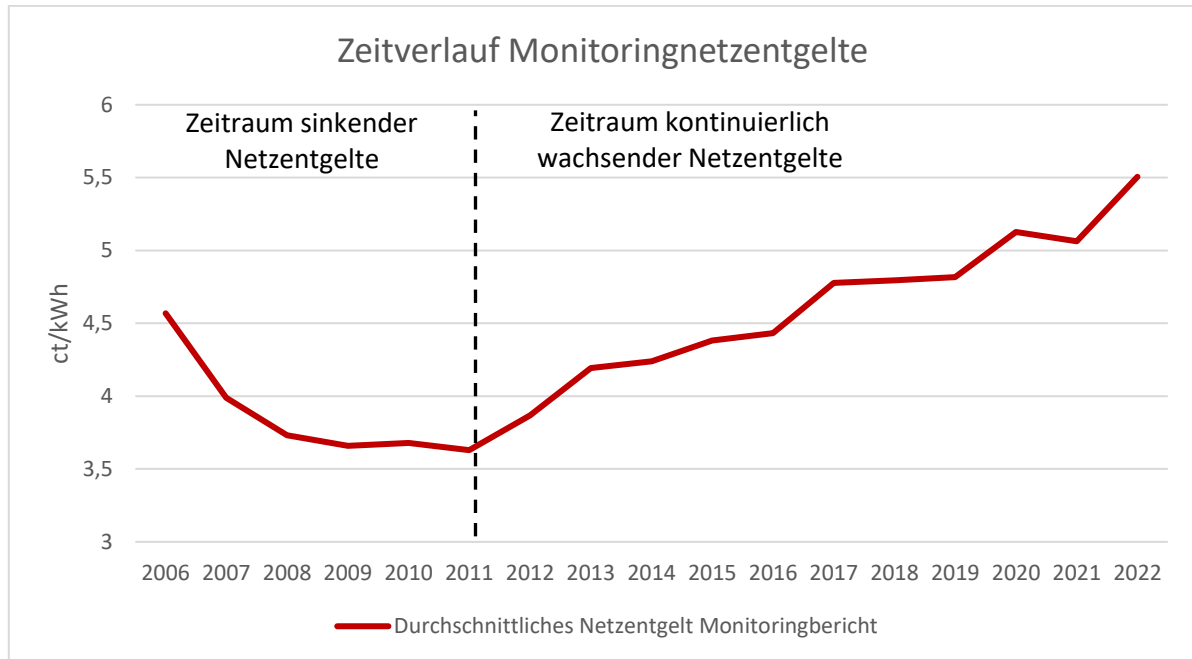


Abbildung 2: Netzentgelte im Zeitverlauf

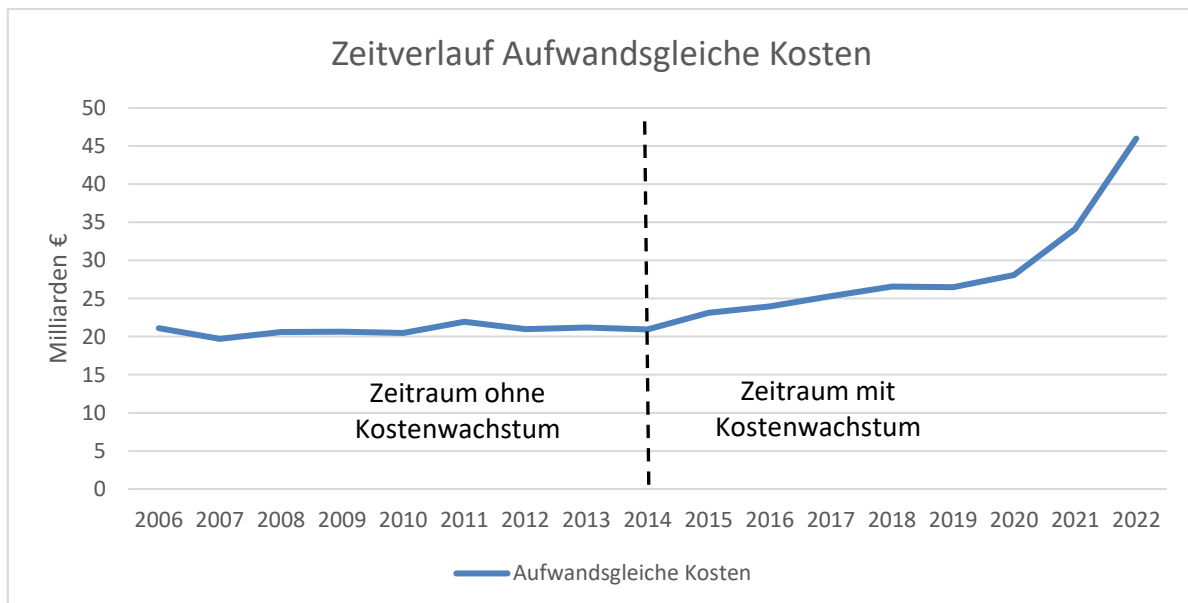


Abbildung 3: Aufwandsgleiche Kosten (Vorleistungen, Personalkosten, Abschreibungen, ...) im Zeitverlauf

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

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

seit 2014 mehr und mehr an (vgl. Abbildung 3). 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.

Repräsentativität des Stützintervalls und Verlauf der Jahreswerte des Xgen

Der Verlauf der Xgen Jahreswerte (vgl. Abbildung 4) 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 Regulierungsperiode 4 sind. Um es nochmals in Erinnerung zu rufen: Eine zweite Entflechtung und erneute Einführung der Anreizregulierung in der vierten Regulierungsperiode sind ausgeschlossen.

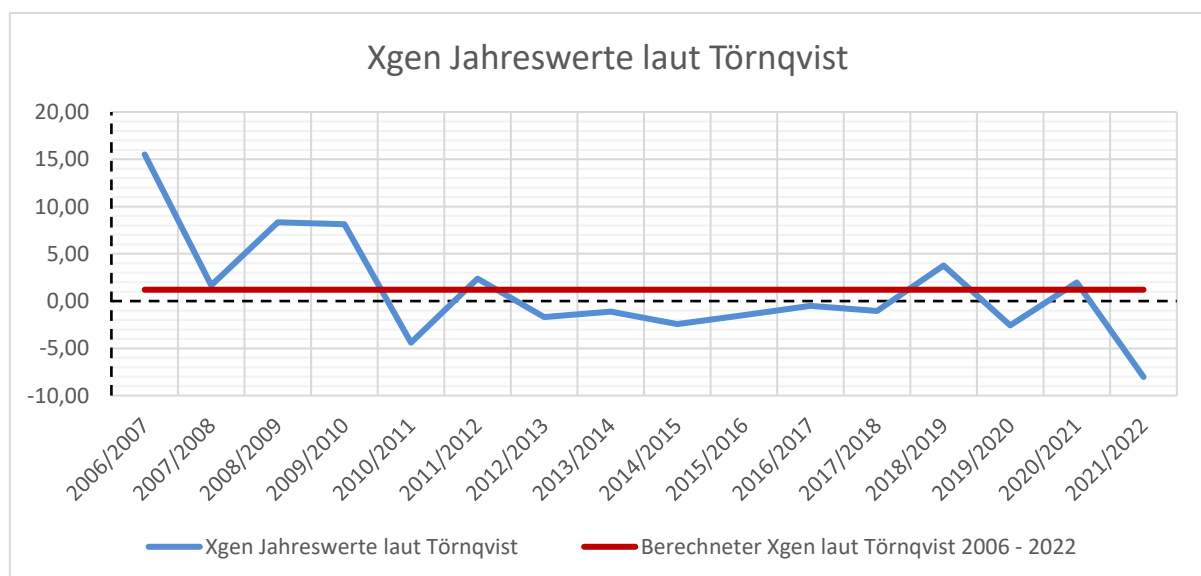


Abbildung 4: Xgen-Jahreswerte (Xgen-Werte basierend auf einem Zweijahreszeitraum; der berechnete Gesamt-Xgen von 1,20 % ergibt sich aus einem Mittelwert dieser Xgen-Jahreswerte)

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Es sind insgesamt 16 jährliche Werte für den Xgen vorhanden. Der in Rot dargestellte Wert des Törnqvist-Index über den Gesamtzeitraum in Höhe von 1,2% (im Wesentlichen der Durchschnitt der Jahreswerte) liegt unterhalb von sieben dieser Xgen-Jahreswerte und oberhalb von neun dieser Xgen-Jahreswerte. Fünf der sieben Jahreswerte oberhalb des Durchschnitts (d.h. des berechneten Törnqvist-Index), insbesondere diejenigen mit den mit Abstand größten Abweichungen, liegen in den sechs Anfangsjahren des Betrachtungszeitraumes. Ab dem siebten Jahreswert finden sich nur noch zwei Abweichungen oberhalb des Durchschnitts, jedoch acht Abweichungen unterhalb des Durchschnitts. Der Törnqvist-Index der ersten vier Datenpunkte (d.h. des Stützintervalls von 2006 bis 2010) beträgt + 8,38%, derjenige der letzten zwölf Datenpunkte (d.h. des Stützintervalls 2010 bis 2022) beträgt -1,12%! Unter diesen Umständen ist die einzig rationale Erwartung, dass der Törnqvist-Index über die kommenden Jahre im Durchschnitt deutlich unterhalb des berechneten Durchschnitts von 1,20% des Stützintervalls 2006-2022 liegt.

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 dritten Regulierungsperiode (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 vierte Regulierungsperiode eine deutliche Überschätzung erwarten.

Repräsentativität kürzerer Stützintervalle

Das eine richtige Stützintervall lässt sich selbstverständlich nicht objektiv herleiten, sondern es besteht hier ein Entscheidungsspielraum für die Bundesnetzagentur. Es ist jedoch klar, dass eine ganze Reihe an Stützintervallen existiert, die erwartbar sehr viel repräsentativer für den Anwendungszeitraum der vierten Regulierungsperiode sind als das von der Bundesnetzagentur gewählte Stützintervall. Hier seien beispielhaft die Zeiträume 2009-2022 und 2011-2021 genannt. Für beide Alternativen kann im Vergleich zu dem von der Bundesnetzagentur gewählten Stützintervall eine sehr viel stärkere Repräsentativität der Daten für die Zukunft erwartet werden. Dies wird insbesondere in der direkten Gegenüberstellung der Verläufe der Xgen Jahreswerte evident. Dieser optische Vergleich wird in Abb. 5 im Abschnitt ermöglicht. Auf die Darstellung der jeweiligen Törnqvist-Ergebnisse (rote Linie in Abb. 4) wird hierbei bewusst verzichtet. An dieser Stelle geht es darum zu zeigen, dass die beiden verkürzten Stützintervalle jeweils auf Verläufen von Xgen-Jahreswerten beruhen, welche – im Gegensatz zum vollen Stützintervall – einen ähnlichen Verlauf wie denjenigen über das gesamte vergangene

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

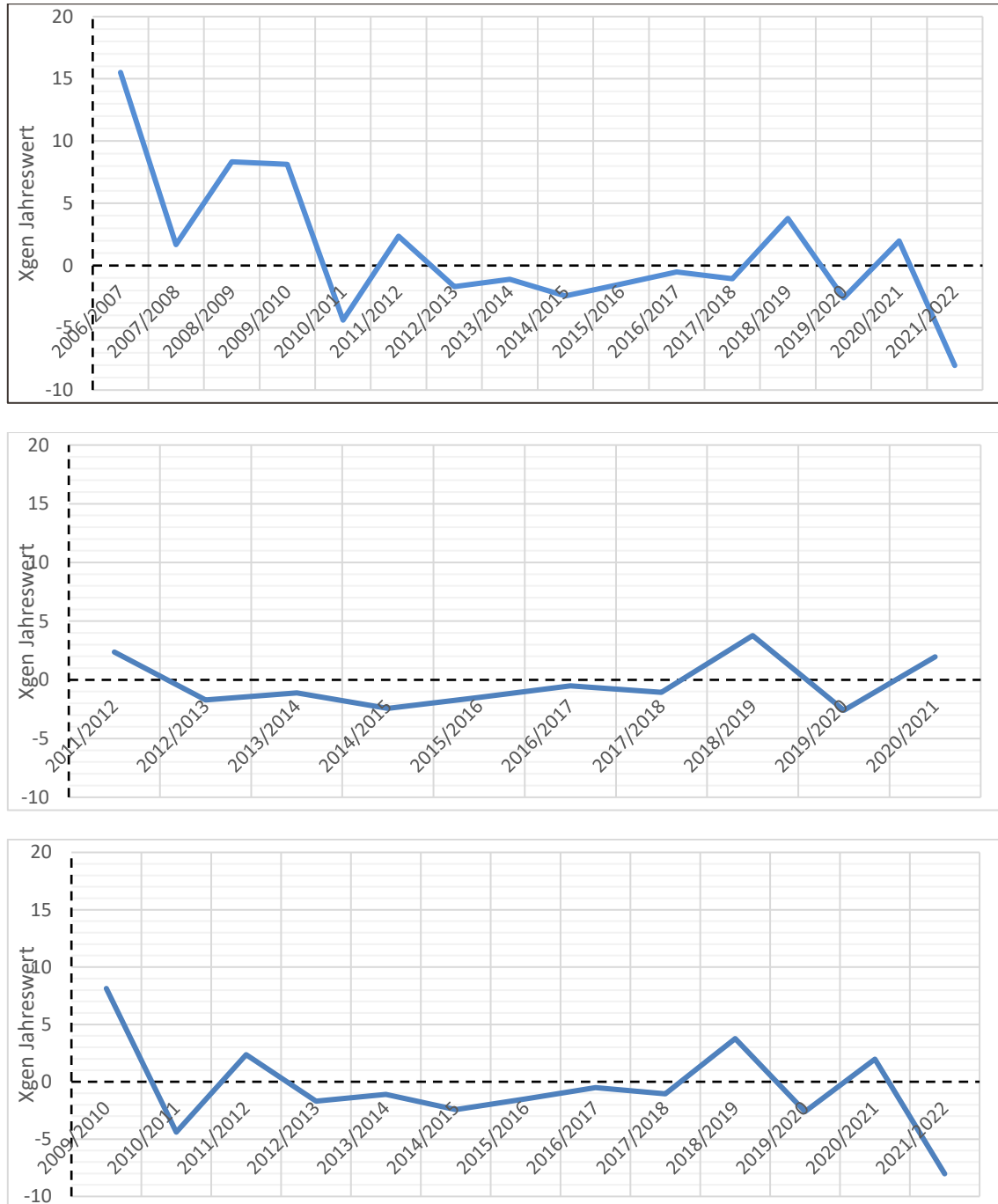


Abbildung 5: Vergleich der Verläufe der Xgen Jahreswerte. Von oben nach unten: Stützintervall 2006-2022, 2011-2021, 2009-2022

Stützintervall in der Zukunft erwarten lassen. Kurz: Sie lassen im Gegensatz zum vollen Stützintervall eine Repräsentativität für den Anwendungszeitraum erwarten.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Die fehlenden, nicht repräsentativen Anfangsjahre dieser Stützintervalle schlagen sich auch in folgendem Umstand nieder: Hätte man bei der Berechnung des Törnqvist-Index zur dritten Regulierungsperiode ein Stützintervall mit entsprechend späterem Anfangsjahr gewählt, wäre der Prognosefehler deutlich niedriger ausgefallen: Das Stützintervall 2009-2017 hätte einen Xgen von $-0,20\%$ prognostiziert, das Stützintervall von 2011-2017 einen Xgen von $-0,83\%$. Im Vergleich zum tatsächlich realisierten Wert des Zeitraums 2017-2022 von $-0,84\%$ ergeben sich Prognosefehler von 0,64 Prozentpunkten bzw. von 0,01 Prozentpunkten. Diese Prognosefehler sind um ein Vielfaches geringer als der Prognosefehler, der sich durch das volle Stützintervall mit Anfangsjahr 2006 ergibt.

Robuste Veränderung des Törnqvist-Index durch Verkürzung des Stützintervalls

In Tabelle 22 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. Diese Veränderung ist gilt für so gut wie jede Ausgestaltung eines um die Anfangsjahre verkürzten Stützintervall. Die Veränderung ist also robust und hängt nicht von ganz spezifischen weiteren Auswahlentscheidungen ab (die eigentliche Bedeutung des Wortes „robust“). 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 22: Törnqvist-Xgen je Stützintervall

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

5.4 Verbesserte Repräsentativität durch aktuelleres Stützintervall im Malmquist

Für die Berechnungen mit der Malmquist-Methode hat die Bundesnetzagentur 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. Im Malmquist-Index werden die Kostenveränderungen im Verhältnis der Veränderungen der Versorgungsaufgabe (Outputs, definiert durch die Outputparameter im jeweiligen Effizienzvergleich) betrachtet. Dabei wird einerseits die Verschiebung einer effizienten Kostengrenze in Bezug auf die Definition der Versorgungsaufgabe berechnet („Frontier Shift“) und andererseits die Änderung der Durchschnittseffizienz der Netzbetreiber in Bezug auf die gleiche Definition der Versorgungsaufgabe („Catch-Up“). Nur der Frontier Shift ist für den Xgen von Relevanz (Xgen = VPI-Änderung + Frontier-Shift). Aufgrund der vier Datenjahre ergeben sich in der Berechnung drei Frontier Shifts (RP12, RP23, RP 34).

Auch im Malmquist-Index sieht man einen klaren Unterschied zwischen dem jüngsten Datenpunkt der Regulierungsperiode 3 auf 4 und den früheren Datenpunkten der Regulierungsperiode 1 auf 2 und der Regulierungsperiode 2 auf 3. Sowohl der Frontier Shift wie auch der Xgen auf Grundlage der Regulierungsperiode 3 auf 4 weicht deutlich von beiden vorangegangenen Perioden RP 12 und RP 23 ab (vgl. Tabelle 3). Im Ergebnis erhält man den in Tabelle 1 beschriebenen Prognosefehler von 1,16 Prozentpunkten auf Grundlage der Bundesnetzagentur-Berechnungen. Tatsächlich ist dieser Prognosefehler jedoch noch größer: Aufgrund eines Datenfehlers (vgl. Abschnitt 6.2.1) in den Daten 2016 zu einem Parameter aus dem Effizienzvergleich RP4 ist der korrekte Frontier Shift und somit auch der Xgen in RP34 nochmals um 0,14 Prozentpunkte geringer. Der tatsächliche Prognosefehler beträgt also 1,30 Prozentpunkte (0,05 % statt der in der Festlegung der dritten Regulierungsperiode bestimmten 1,35 %).

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 BNetzA	-1,47	0,19
RP3 zu RP4 ohne Datenfehler	-1,61	0,05

Tabelle 3: Veränderung des Frontier Shift und des Xgen

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Diese sehr deutlichen Unterschiede zwischen RP34 und RP12 bzw. RP23, sowie der daraus resultierende Prognosefehler, stellen für sich bereits die Repräsentativität der ersten beiden Perioden für die letzte Periode in Frage. Neben dem Prognosefehler gibt es – wie auch beim Törnqvist-Index – darüber hinaus auch theoretische Gründe, die erwarten lassen, dass die Datenperioden RP12 und RP23 nicht repräsentativ für die danach liegenden Zeiträume sind.

So verweist die Bundesnetzagentur selbst im Konsultationsentwurf (S. 65) darauf, dass die jüngste Entwicklung durch starke Kostensteigerungen bei gleichzeitig niedrigem Wachstum der Outputs gekennzeichnet ist (der Malmquist ist wie bereits gesagt ein Maß für Kostenänderung pro Outputeinheitsänderung). 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 unter anderem konkret 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, 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; kommende Anforderungen im Bereich Energy Sharing etc.).

Auch bei Netzverstärkungsmaßnahmen korrespondiert der damit verbundene Kostenanstieg nur partiell 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

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

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 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 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 Bundesnetzagentur 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 durch das Benchmarkmodell.

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.

Dem sehr deutlichen, empirische Prognosefehlers bei der Malmquist-Berechnung auf Grundlage des Datenzeitraums RP13 stehen also gleichermaßen theoretischen Gründe zur Seite, die diesen Fehler erklären. Die strukturellen Änderungen zwischen der Periode RP13 und RP34 bestehen in die Zukunft fort. Die mangelnde Repräsentativität der RP13

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

gilt also auch für den Anwendungszeitraum des für die vierte Regulierungsperiode festgelegten Xgen. Die Repräsentativität des Zeitraums RP34 für den Anwendungszeitraum des Xgen der vierten Regulierungsperiode, also die Jahre 2024 bis 2028, ist entsprechend deutlich höher als jene des Datenzeitraums RP14. Die Hinzunahme weiterer Datenpunkte oder Zeiträume ist wie bereits erläutert nur dann von Vorteil, wenn diese Datenpunkte bzw. Zeiträume repräsentativ für den Anwendungszeitraum sind. Eine Berechnung auf Grundlage einer einzelnen, repräsentativen Datenperiode führt deshalb zu einer valideren Prognose als die Berechnung auf Grundlage dreier Datenperioden, wenn zwei dieser Datenperioden das Kriterium der Repräsentativität nicht erfüllen.

Um eine möglichst valide Prognose für den Anwendungszeitraum der vierten Regulierungsperiode zu erhalten, sollte der Malmquist-Index also ausschließlich auf Grundlage des Datenzeitraums RP34 berechnet werden.

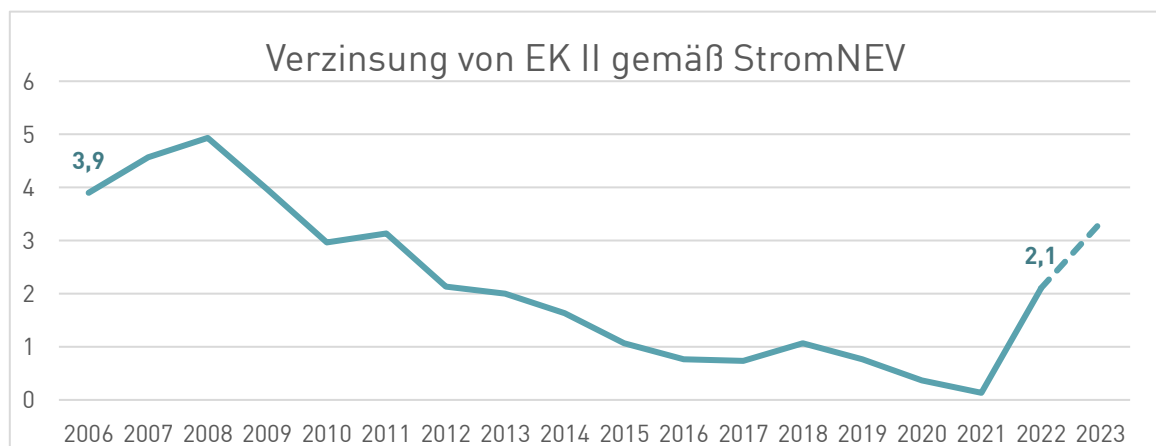
6 Festlegungsentwurf Einzelpunkte

6.1 Törnqvist

6.1.1 Inputpreisreihen für EK I und EK II: Zinswende

Im Törnqvist-Index wird die netzwirtschaftliche Inputpreisentwicklung durch den jeweiligen Kostenblöcken des Netzbetriebs zugeordneten Inputpreisreihen bestimmt. Die gesamthafte Inputpreisentwicklung wird dann durch die nach Gewicht der Kostenblöcke gewichteten, einzelnen Inputpreisreihen berechnet.

Für die Inputpreisentwicklung des Kostenblockes Zinsen und ähnliche Aufwendungen setzt die Bundesnetzagentur die Preisreihen für die Verzinsung von überschüssendem Eigenkapital (EK II) nach § 7 Abs. 7 StromNEV in seiner bis zum Ende der RP3 gültigen Form an. Diese sind von 3,9 % im Jahr 2006 auf 2,1 % im Jahr 2022 gesunken (vgl. Abb. 6).



Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Abbildung 64: Verzinsung von EK II gemäß StromNEV

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.

Der Xgen unterstellt durch seine Prognoseeigenschaft hier, dass die Inputpreisentwicklung während des Anwendungszeitraums der vierten Regulierungsperiode bei den Kostenblöcken Zinsen und ähnliche Aufwendungen und Eigenkapitalzinsen eine Fortschreibung der entsprechenden Inputpreisreihen von 2006 bis 2022 ist. Dies impliziert eine weitere Senkung der entsprechenden Kostenblöcke 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 Zinsentwicklung seit 2021 diametral entgegen. Durch die Zinswende ist das Kriterium der Repräsentativität klar verletzt.

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! Die gleichzeitige Berücksichtigung der Wirkungen der Zinswende auf die gesamtgesellschaftliche Inflation heilt die mangelnde Repräsentativität des Berechnungszeitraums für den Anwendungszeitraum in Hinblick auf die Zinsentwicklung nicht (bei Inputpreisbestandteilen auf der OPEX-Seite wäre dies anders,

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

da diese i.W. in der ökonomisch kurzen Frist wirken und keine eigenständige Wirkung auf die makroökonomische, aggregierte Nachfrage haben).

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.

6.1.2 Inputpreise 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 (Kosten = Preis durchschnittliches Gut * 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 abgeschrieben 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

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

diese Preisreihe durch das beschriebene konzeptionelle Missverständnis nicht misst, was sie messen soll.

6.1.3 „Plausibilisierung“ des Stützintervalls durch die Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur „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.

6.1.4 „Explosiver Anstieg“ der Systemdienstleistungskosten im Jahr 2022

Die Bundesnetzagentur 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 Erlösbergrenze hinausgehenden Kostenumfänge.

Die Feststellung der Bundesnetzagentur 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)

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

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).

6.1.5 Einbezug der Anfangsjahre in das Stützintervall

Mit dem Xgen trifft die Bundesnetzagentur 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 glätte. 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 5.3). Insbesondere zwischen den Jahren 2006 und 2007 sind ungewöhnliche Veränderungen zu verzeichnen (vgl. Tabelle 454). Diese Veränderungen können nur durch einmalige Anpassungen in der Netzwirtschaft aufgrund der Änderung des Regulierungsrahmens ab 2005 erklärt werden.

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

Tabelle 45: Jährliche Veränderung ausgewählter Datenreihen von 2006 auf 2007

Die Auffassung der Bundesnetzagentur, 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 Bundesnetzagentur „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

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Statistik).⁶ 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 4.2) und würde auch im konsultierten Festlegungsentwurf zu einem vergleichbaren Prognosefehler führen.

6.2 Malmquist

6.2.1 Datenfehler

Der Parameter „y4_NetLength_N57_sum“ für die Daten der dritten Regulierungsperiode, Modell der vierten Regulierungsperiode enthält einen Fehler.

Bei der Berechnung scheint bei allen Netzbetreibern entgegen der Definition für den Effizienzvergleich der 4. Regulierungsperiode 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.

Eine Berechnung mit den korrigierten Daten zu den Netzlängen zeigt, 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 %. Dieser Fehler muss korrigiert werden.

6.2.2 Modellierung des Ineffizienzterms in der SFA

Aufgabenstellung in der SFA

Die Modellierung einer SFA zeichnet sich dadurch aus, dass nicht nur ein gewöhnlicher statistischer Fehlerterm Teil des Modells ist, sondern auch ein Ineffizienzterm. Diese Unterscheidung ist notwendig, um zwischen dem sogenannten Catch-Up (systematische Verringerung der durchschnittlichen Ineffizienz der Netzbetreiber über die Zeit) und dem Frontier-Shift (durchschnittliche Änderung der effizienten Kostengrenze über die Zeit) unterscheiden zu können. Der Frontier-Shift soll in die Berechnung des Xgen eingehen, der Catch-Up nicht.

⁶ Für eine ausführliche Diskussion dieses Sachverhaltes verweisen wir auf die Stellungnahme der Netze BW zum Xgen Gas vom 4. Oktober 2023.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Ohne eine explizite Zeitmodellierung des Ineffizienzterms unterstellt das Modell die gleiche Durchschnittseffizienz der Netzbetreiber über die Zeit. Systematische Unterschiede in der Durchschnittseffizienz können dann nicht vollständig im Catch-Up abgebildet werden, mit der Folge, dass Teile des Catch-Up im Frontier-Shift mitgemessen werden und der Xgen dadurch in der Regel als zu hoch berechnet wird. Eine explizite Zeitmodellierung des Ineffizienzterms löst dieses Problem.

Beurteilung der Bearbeitung durch die Bundesnetzagentur und das WIK

Sowohl der Gutachter der Bundesnetzagentur (WIK, 2023 zum Gas-Xgen, S. 85ff) als auch die Bundesnetzagentur in ihrem Konsultationsentwurf (S. 66) thematisieren die Auswirkungen einer SFA-Berechnung, bei der eine zeitvariable Ineffizienzverteilung angenommen wurde, kommen jedoch zu dem Schluss, dass auf eine solche Art der SFA-Umsetzung verzichtet wird (Wahl des sogenannten „pooled“-Ansatzes). Die gewählte SFA-Umsetzung der Bundesnetzagentur unterstellt also eine gleiche Durchschnittseffizienz der Netzbetreiber über die Zeit und kann somit Aufholeffekte nicht vollständig vom Frontier Shift separieren. Es ist zu erwarten, dass dadurch der Frontier Shift überschätzt wird und ein zu hoher Xgen-Wert resultiert.

Zur Begründung ihrer Entscheidung keine zeitvariable Ineffizienzverteilung zu verwenden, argumentiert die Bundesnetzagentur, dass der Effekt auf den Xgen gering sei und zum anderen, dass Konvergenzprobleme bei den Berechnungen aufgetreten sind. Zudem wird darauf verwiesen, dass sich die SFA-Ergebnisse mit zeitvariabler Ineffizienzverteilung deutlich von den DEA-Ergebnissen unterscheiden, was auf eine geringere Präzision der Schätzung hinweise.

Hierzu führt die Bundesnetzagentur auf S. 66 der Festlegung aus, sie habe im Rahmen von Sensitivitätsberechnungen auch Modelle mit zeitvariabler Ineffizienzverteilung und ohne Zeitinteraktionsterme geschätzt und verweist auf die teilweise Verwendung von Programmen einer Beschwerdegegnerin im Beschwerdeverfahren zum Xgen der dritten Regulierungsperiode (Netze BW). Der finale Wert für den Xgen sinke hiernach bei Unterstellen einer Halbnormalverteilung auf 0,7979% und bei einer Exponentialverteilung auf 0,8151, was in Anbetracht der erheblichen Modellierungsänderung als geringe Veränderung eingestuft werden könne.

Zum einen möchten wir darauf hinweisen, dass selbst eine Abweichung von ca. 0,1 Prozentpunkten (Unterschied Xgen 0,91 und 0,7979% bzw. 0,8151%) keinesfalls gering ist, sondern eine Abweichung von ca. 11 Prozent bedeutet. Diese Abweichung liegt deutlich oberhalb der Abweichungen anderer Sensitivitätsberechnungen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die DEA-Ergebnisse bei dieser Sensitivität nicht betroffen sind. Die durchschnittliche Abweichung in den SFA-Ergebnissen ist also doppelt so hoch wie die

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Abweichung im Xgen. In jedem Fall ist es nicht sinnvoll eine methodische Änderung deshalb abzulehnen, weil die quantitativen Auswirkungen vermeintlich zu gering sind.

Zweitens ist die Begründung - die Präzision der Schätzung lasse unter Modellierung eines zeitvariablen Ineffizienzterms nach, da die Unterschiede zwischen den DEA- und SFA-Ergebnissen zunehmen - nicht sachgerecht. Eine solche indirekte Beurteilung von Schätzergebnissen genügt wissenschaftlichen Ansprüchen nicht (vgl. Stellungnahme der Netze BW zum Xgen Gas, Seite 21)⁷. Es müsste konkret aufgezeigt werden, weshalb die Schätzung nicht präzise ist. Ansonsten würden die DEA-Ergebnisse schlicht als objektiv richtiger Wert für den Xgen gesetzt. Eine Schätzung mit der SFA würde sich dann von vornherein erübrigen. Schließlich sollte die Bundesnetzagentur 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.

Drittens sei darauf hingewiesen, dass die ermittelten Werte unter Modellierung eines zeitvariablen Ineffizienzterms von der Netze BW bislang nicht repliziert werden konnten. Weitere Informationen zu Details der Berechnung, Zwischenschritten- und Ergebnissen (Tabelle analog S. 63/64/65 im Festlegungsentwurf) der Sensitivitätsanalyse werden seitens der Bundesnetzagentur nicht bereitgestellt. Dies ist jedoch notwendig, damit ein fachkundiger Leser Vorgehen und Argumentation ohne sachverständige Hilfe verstehen und beurteilen kann. Eine eingehende Analyse war vor diesem Hintergrund innerhalb der Konsultationsfrist nicht möglich. Wir behalten uns vor zu diesem Sachverhalt unsere Stellungnahme im Nachgang zu ergänzen.

Nach dem Verständnis der Netze BW verwendet die Bundesnetzagentur für ihre Hauptregression und ihre Sensitivitätsanalyse unterschiedliche Statistik-Funktionen in Stata (einerseits den Stata-eigenen ‚frontier‘ Befehl, andererseits die ‚sf_model‘ Befehle zurückgehend auf das Lehrbuch von Subal Kumbhakar). Diese Befehle verwenden u.a. unterschiedliche Algorithmen zur Maximum-Likelihood Optimierung. Unterschiede in den Ergebnissen könnten u.a. hierauf zurückzuführen sein.

6.2.3 Sinkende EK-Verzinsung

Die regulatorische Eigenkapitalverzinsung (EK I und EK II) ist Teil der regulatorischen Basisjahrkosten und geht somit durch den Aufwandsparemeter in die Berechnungen des

⁷ Vgl. „Stellungnahme der Netze BW GmbH zur Konsultation der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode“ vom 4. Oktober 2023.

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Malmquist-Index ein. Die zwischen Regulierungsperiode 1 und Regulierungsperiode 44 stattgefundenen Zinssatzsenkungen verringern die Kosten bzw. die Aufwandsparameter und erhöhen somit den Frontier Shift und den Xgen.

Da der Xgen prognostisch ist, unterstellt dies eine weitere Senkung der Kapitalkosten der Netzbetreiber im Anwendungszeitraum relativ zum Basisjahr 2021 durch weiter sinkende Zinssätze. Durch die Zinswende im Jahr 2022 ist dies jedoch gerade nicht der Fall. Im Gegenteil, die Zinsen und somit die Kapitalkosten der Netzbetreiber sind seit dem Basisjahr 2021 stark gestiegen. Dies verletzt das Kriterium der Repräsentativität deutlich (vgl. Abschnitt 6.1.1).

Theoretisch müssten für die Malmquist-Methode je Stützperiode die jeweiligen Aufwandsparameter mit steigenden oder zumindest einheitlichen Eigenkapitalzinssätzen neu berechnet werden. Da dies vermutlich nur mit hohem Aufwand umsetzbar wäre, sollte alternativ ein pauschaler Korrekturfaktor auf die jeweiligen Aufwandsparameter anhand einer pauschalen Abschätzung vorgenommen werden.

6.2.4 Verwendung von sTotex

Die Bundesnetzagentur verwendet zur Berechnung des Malmquist-Index sowohl Totex als auch sTotex als Kostenparameter und bildet den Mittelwert über die jeweils ermittelten Frontier-Shifts. Der Kostenparameter sTotex wird im Effizienzvergleich dazu verwendet die für die individuelle Effizienz eines Netzbetreibers wenig aussagekräftigen Unterschiede in der Altersstruktur der Betriebsmittel herauszurechnen.

Bei der Bestimmung des Xgen mittels der Malmquist-Methode wird jedoch nicht wie im Effizienzvergleich die individuelle Effizienz betrachtet. Es soll die Verschiebung der effizienten Kostengrenze der Branche im Zeitablauf ermittelt werden. Da die sTotex deutlich stärker als die Totex auf die Absenkung der Eigenkapitalzinsen im Zeitverlauf reagieren, haben die Zinssatzsenkungen der Vergangenheit einen noch stärker erhöhenden Einfluss auf den mittels sTotex berechneten Malmquist-Index.⁸

Da einzig Totex die durch den Xgen zu prognostizierende Zielgröße ist (Totex sind im Gegensatz zu sTotex die Grundlage der Erlösobergrenze) und die sTotex in ihrer Entwicklung im Zeitverlauf systematisch von den Totex abweichen, ist die Berechnung des Malmquist-Index auf Grundlage der sTotex sachlich nicht zu rechtfertigen. Einzig eine

⁸ Vgl. Oxera, Methodengutachten Xgen, 12.10.2022, S. 30.

https://www.bdew.de/media/documents/1000_BDEW_Stellungnahme_Oxera_Methoden_Gutachten_Xgen.pdf

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

Korrektur der s_{Totex} entsprechend Abschnitt 6.2.3 könnte die Verwendung der s_{Totex} rechtfertigen.

Es ergäbe sich durch Verzicht auf die s_{Totex} und ansonsten analogem Vorgehen ein niedrigerer Wert des Malmquist-Index von 0,59. Dieser deutliche Unterschied zu den festgelegten 0,91 beruht in großen Teilen auf den sehr hohen DEA- und SFA-Werten für den Frontier Shift RP23 auf Basis von s_{Totex} die als einzige unter allen Spezifikationen einen Frontier Shift von deutlich größer 1 aufweisen. Die s_{Totex} Ergebnisse der Stützperiode RP23 sind klare Ausreißer im Vergleich zu allen anderen Spezifikationen. Das Gesamtergebnis des Malmquist-Index ist somit zu einem großen Teil getrieben von zeitlich konzentrierten Ausreißern. Diese Ausreißer beruhen auf einem Aufwandsparameter, der Kostenreduktionen durch die Senkungen der Kapitalkosten in der betroffenen Stützperiode ausweist, welche die tatsächlichen Senkungen der Kapitalkosten in der Stützperiode deutlich übersteigen.

7 Inhaltliche und methodische Mängel des WIK Gutachtens

Zur Sicherstellung der sachgerechten Ermittlung des Xgen für die vierte Regulierungsperiode hat die Bundesnetzagentur die WIK-Consult GmbH mit einem Gutachten beauftragt, das die im Festlegungsentwurf verwendeten Methoden dahingehend überprüfen soll, ob greifbar überlegene methodische Ansätze vorliegen, die eine Anpassung der bisherigen methodischen Ausgestaltung erforderlich machen. Es ist zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur die Möglichkeit nutzt ihre bisherige methodische Vorgehensweise zu hinterfragen und ihre Berechnungen einer wissenschaftlichen Prüfung zu unterziehen. Der entsprechende Gutachtenentwurf wurde zusammen mit dem Festlegungsentwurf veröffentlicht.

Die Ausführungen im Festlegungsentwurf und im WIK-Gutachtenentwurf zeigen allerdings, dass sich die Überprüfung des Vorgehens in der dritten Regulierungsperiode hauptsächlich an rechtlichen Maßstäben orientiert. Eine kritische inhaltliche und methodische Auseinandersetzung mit den ökonomischen Fragestellungen im bisherigen Vorgehen der Bundesnetzagentur beim Xgen ist im Gutachtenentwurf des WIK jedoch nicht enthalten. Der Gutachtenentwurf kann also insofern nur sehr begrenzt für eine unabhängige, wissenschaftliche Beurteilung des methodischen Vorgehens der Beschlusskammer herangezogen werden. Darüber hinaus weist der Gutachtenentwurf teilweise fundamentale handwerkliche Mängel wissenschaftlichen Arbeitens auf. Die betrifft sowohl Grundanforderungen an korrektes Zitieren wie auch elementare statistische Fachfragen. Zusammenfassend weist der Gutachtenentwurf des WIK erhebliche Mängel auf. Der eigentliche Auftrag, eine ökonomische Überprüfung der verwendeten Methoden durchzuführen, wird nicht erfüllt, weil für viele Sachverhalte keine

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

ökonomische Beurteilung vorgenommen wird. Stattdessen wird die bisherige Vorgehensweise mit Hinweis auf die Rechtsprechung gerechtfertigt. Gleichzeitig lassen sich verschieden klare handwerkliche Fehler feststellen, die einer Verletzung wissenschaftlicher Qualitätsstandards gleichkommen. Es erscheint fraglich, ob mit Hilfe des WIK-Gutachtenentwurfs eine wissenschaftliche Bewertung der Vorgehensweise der Bundesnetzagentur möglich ist.

Für eine ausführliche Darlegung dieser Kritikpunkte anhand des WIK-Gutachtens verweisen wir auf die Stellungnahme zum Xgen Gas der Netze BW vom 3. Oktober 2023.

8 Gesamteinschätzung

Die Netze BW hat im Rahmen dieser Stellungnahme aufgezeigt, dass die von der Bundesnetzagentur ermittelte Bandbreite für den Xgen in Höhe von 1,20 % (Törnqvist) und 0,91% (Malmquist-Index) unplausibel hoch ist. Der Xgen hat bereits in der Vergangenheit sowohl im Törnqvist wie im Malmquist-Index die nachfolgend tatsächlich eingetretenen Werte deutlich überschätzt und fehlprognostiziert. Diese Fehlprognose ist darauf zurückzuführen, dass aufgrund fundamentaler regulatorischer Änderungen im Zuge der Energiewirtschaftsnovelle 2005 sowie den immer stärker werdenden Auswirkungen der Energiewende, der 2006 beginnende Berechnungszeitraum des Xgen nicht repräsentativ für den Anwendungszeitraum ist. Dies war, wie man anhand des hohen Prognosefehlers erkennen kann, bereits für den Anwendungszeitraum der dritten Regulierungsperiode der Fall und wird für den Anwendungszeitraum der vierten Regulierungsperiode absehbar ebenso der Fall sein.

Die Einschätzung einer unplausibel hohen Bandbreite der von der Behörde ermittelten Werte für den Xgen gründet sich auch auf unsachgerechte Methodenentscheidungen und unsachgerechte Methodenumsetzungen, die unabhängig vom gewählten Stützintervall den berechneten Xgen verzerren. Im Rahmen des Törnqvist-Index sind dies vor allem die fehlerhafte Deflationierung der Umsatzerlöse mit den Monitoring Netzentgelten und die Verwendung von Inputpreisreihen für Kapital, die die Zinswende komplett ausblenden. Für den Malmquist-Index sind dies die ebenfalls ignorierte Zinswende, das neben dem inhaltlich relevanten Kostenparameter Totex gleichberechtigte Heranziehen des für eine Kostenentwicklung irrelevanten Kostenparameters sTotex für die Berechnung, der im Modell unterstellten Konstanz der Durchschnittseffizienz, die eine Trennung zwischen Frontier Shift und Catch-Up nicht erlaubt, sowie ein simpler Datenfehler.

Eine Korrektur der beschriebenen methodischen Probleme ergibt im Törnqvist

Stellungnahme der Netze BW

zum Festlegungsentwurf für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Stromnetzbetreiber in der 4. Regulierungsperiode

- einen Xgen in Höhe von ca. $-0,5\%$ bis $0,0\%$ bei der Verwendung von deutlich repräsentativeren Stützintervallen, und
- einen Xgen von $-0,21\%$ bis $0,18\%$ bei der Verwendung der alle Spannungsebenen umfassenden BMT-Netzentgeltabfrage für den Netzentgeltdeflator.

Im Malmquist ergibt sich

- ein Xgen von $0,05\%$ unter Behebung des Datenfehlers und Beschränkung auf deutlich repräsentativerer Stützintervall 2016 – 2021.

Hierbei sind die weiteren, soeben beschriebenen methodische Probleme mit geringeren Auswirkungen noch unberücksichtigt geblieben.

Eine plausible Bandbreite für den Xgen erstreckt sich also in ein Intervall um den Wert Null von ca. $-0,5\%$ bis $0,2\%$, wobei dieser Bereich als konservativ hinsichtlich einer möglichen Unterschätzung des Xgen angesehen werden kann.