

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Beschlusskammer 4
Postfach 8001
53113 Bonn

Per E-Mail: produktivitaetsfaktor@bnetza.de; Stichwort: „Produktivitätsfaktor
Strom - Konsultation der Festlegung“

Lübeck, 17.09.2024

Konsultation zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Strom für die 4. Regulierungsperiode

Ihr Az.: BK4-24-028

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Beschlusskammer 4 (BK 4) der BNetzA hat am 21.08.2024 den Entwurf einer Festlegung veröffentlicht, mit welcher der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (GSP) für Elektrizitätsnetzbetreiber für die 4. Regulierungsperiode bestimmt werden soll. Weiterhin hat die BK 4

- den Gutachtenentwurf der WIK-Consult zur *„Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die 4. Regulierungsperiode Strom und Gas“* vom 24.05.2023,
- die Datengrundlage und das Berechnungstool zur Anwendung der sog. Törnquist-Methode sowie
- eine Datei „Malmquist-Daten“ und die „Malmquist-Programmcodes“

auf ihrer Internetseite veröffentlicht und zum Gegenstand der Konsultation gemacht.

Nach dem Tenor der geplanten Entscheidung soll der GSP für die 4. Regulierungsperiode in Höhe von **0,91 %** festgelegt werden und würde damit **den Wert für die 3. Regulierungsperiode** (0,90 %) sogar leicht überschreiten. Die BK 4 erläutert in ihrem Beschlussentwurf, dass es sich um das Ergebnis aus der Malmquist-Methode (0,91 %) handele, während der nach der Törnquist-Methode ermittelte GSP einen Wert von 1,20 % annehme. Den Betroffenen wurde die Möglichkeit zur Stellungnahme bis zum **18.09.2024 (Posteingang)** eingeräumt, von welcher wir im Folgenden Gebrauch machen möchten.

Bereits vorab müssen wir darauf hinweisen, dass die erheblichen Herausforderungen, die mit der Transformation des Energiesystems und damit insbesondere auch der Stromnetze einhergehen, zu einer maßgeblichen **Trendwende in den Netz- und damit auch Kostenstrukturen und deutlichen Veränderungen der Versorgungsaufgabe** der Stromnetzbetreiber führen. Diese Erkenntnis wird an anderer Stelle auch von Ihrem Haus bestätigt und geteilt. Umso überraschender ist es, dass in diesem Verfahren keinerlei Bezug auf diese tatsächlichen, massiv veränderten Rahmenbedingungen genommen wird, obgleich sie ganz erheblich die Erwartung an die weitere Entwicklung der Stromnetze und damit die Prognose für die 4. Regulierungsperiode beeinflussen.

So will Ihre Behörde für die Ermittlung eines GSP für die 4. Regulierungsperiode an einer Datenreihe festhalten, die mit dem Jahr 2006 einsetzt und die damaligen Zeiträume mit in die Bestimmung des Prognosewertes einbezieht. Die ersten Jahre waren aber noch stark geprägt von der Anfangsphase der Entgeltregulierung, so dass sich in dem damaligen Produktivitätsfortschritt die allgemeine Erwartung eines neu regulierten Bereiches niedergeschlagen hat. Schließlich wurde der GSP seinerzeit auch maßgeblich mit diesem Effekt begründet.

Angesichts der massiven Anforderungen an den Netzaus- und -umbau sowie an die Erweiterung der Netzanschlusskapazitäten und an die Netzsteuerung ist bereits rein systematisch ausgeschlossen, dass sich derartige Produktivitätssteigerungen aus der Anfangsphase der Regulierung unter den nunmehr völlig veränderten Rahmenbedingungen der Energiewende wiederholen lassen. Daher verwundert es nicht, dass sich dieser Befund auch aus den Daten sowohl der Törnquist- als auch der Malmquist-Methode ergibt: Nach beiden Methoden zeigt sich auf der Zeitachse eine

deutliche Trendwende in den GSP-Werten ab, die in Ihrer Entscheidung bisher keinerlei Beachtung findet.

I. Kritikpunkte im Einzelnen

Nachfolgend finden Sie unsere Anmerkungen zur konsultierten Festlegung des GSP, wobei es sich hierbei – mit Blick auf die **Komplexität** des Verfahrens und die **erst am 21.08.2024 erfolgte Veröffentlichung wesentlicher Daten** – wegen der nur sehr kurzen Stellungnahmefrist nur um eine **vorläufige und somit keinesfalls abschließende Kritik** handelt.

Die von uns nach der bisher ermöglichten Prüfung festgestellten Kritikpunkte bei der Anwendung der Törnquist- und Malmquist-Methode bedürfen einer Korrektur, um den Voraussetzungen des § 9 Abs. 3 ARegV, aber auch um den europarechtlichen Anforderungen an die Bildung angemessener Netzentgelte gerecht zu werden.

Nach § 9 Abs. 3 ARegV hat die Bundesnetzagentur den GSP ab der 3. Regulierungsperiode jeweils vor Beginn der Regulierungsperiode für die gesamte Regulierungsperiode nach der Maßgabe von Methoden, die dem **Stand der Wissenschaft** entsprechen, zu ermitteln. Die Korrektur der aufgeführten Aspekte ist erforderlich, da die nachfolgend aufgeführten Gesichtspunkte jeweils **Fragen der methodischen Widerspruchsfreiheit sowie der wissenschaftlichen Vertretbarkeit berühren** und damit auch nicht von einem etwaigen Beurteilungsspielraum gedeckt wären.

Die geplante Entscheidung begegnet in mehrfacher Hinsicht erheblichen rechtlichen und tatsächlichen Bedenken. Zunächst sollen diejenigen Kritikpunkte dargestellt werden, die unseres Erachtens zu einem grundsätzlichen Überdenken des behördlichen Vorgehens führen sollten (nachfolgend unter 1.). Unter 2. und 3. setzen wir uns überdies mit der Anwendung der Törnquist- und Malmquist-Methode im Einzelnen auseinander.

1. Grundsätzliche Kritik

Bereits vorab ist uns folgender Hinweis wichtig: Mit Blick auf die bereits vollzogenen **erheblichen Kostenkürzungen und strengen Effizienzvorgaben aus den vorangegangenen Regulierungsperioden** erscheint es unter netzwirtschaftlichen Gesichtspunkten **in keiner Weise nachvollziehbar**, dass für die Stromnetzwirtschaft bezogen auf die 4. Regulierungsperiode **ein positiver Wert für den GSP und damit ein Erlösmindernd wirkender GSP festgelegt** werden soll. Diese Einschätzung wird durch die aufgrund der **Anforderungen der Energiewende** eingetretene

Trendwende belegt, die sowohl in den Ergebnissen aus der Törnquist- als auch der Malmquist-Methode eindeutig abzulesen ist.

Einem positiven GSP für die 4. Regulierungsperiode steht bereits *prima facie* der Umstand entgegen, dass der Anteil der fixen Kapitalkosten in einem Infrastrukturbereich wie der Netzwirtschaft deutlich höher liegt als in der Gesamtwirtschaft. Demgemäß sind wegen der langen Nutzungsdauer der Anlagegüter bereits theoretisch deutlich geringere Produktivitätsfortschritte zu erwarten als in Wirtschaftsbereichen, deren Produktion weniger deutlich von Investitionen in Sachanlagevermögen beeinflusst wird. Dies sind maßgebliche **qualitative Aspekte**, die darauf schließen lassen, dass der sektorale Produktivitätsfortschritt in der Stromnetzwirtschaft geringer als die gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung ausfallen müsste. Die – in methodisch angreifbarer Weise – von der Beschlusskammer ermittelten rechnerischen Ergebnisse lassen sich aus unserer Sicht mit der netzwirtschaftlichen Realität nicht in Einklang bringen.

2. Vorgehen bei Anwendung der Törnquist-Methode

a) Fehler in Törnquist-Tool

Im Törnquist-Tool ist eine fehlerhafte **Ermittlung der Gewichtung der Inputpreise anhand der GuV-Daten** enthalten, die ergebnisrelevanten Einfluss auf die Höhe des GSP hat. Zur Ermittlung der Inputpreisentwicklung wird eine Gewichtung der Daten anhand der jeweiligen Anteile an der Gewinn- und Verlustrechnung durchgeführt. Die Höhe der Eigenkapitalzinsen und der Gewerbesteuer werden nicht direkt von den Netzbetreibern erhoben, sondern als Residualgröße berechnet.

Hierbei werden die kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen aus den Erträgen (Umsatzerlöse zzgl. Bestandsveränderungen zzgl. Aktivierte Eigenleistungen) abzüglich der Aufwandspositionen ermittelt. Die Gewerbesteuer wird dann aus den kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen berechnet. Dadurch ist die Gewichtung dieser beiden Positionen zu hoch.

Zieht man von den kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen die Gewerbesteuer ab und berechnet diese wiederum aus dem Ergebnis daraus, so entstehen niedrigere Gewichtungen dieser beiden Positionen.

Dadurch erhöht sich die durchschnittliche Veränderungsrate der Inputpreise der Stromnetzwirtschaft. Nach Korrektur dieses Fehlers ergibt sich ein GSP-Wert nach der Törnquist-Methode in Höhe von **1,17 %** statt 1,20 %.

b) Deflationierung mit gewichteten Netzentgelten

Wie bereits in der 3. Regulierungsperiode, beabsichtigt die BK4, zur Deflationierung der Umsatzerlöse die durchschnittlichen Netzentgelte aus den Monitoringberichten, nunmehr der Jahre 2006-2022, zu verwenden.

Die Güte der im Monitoringbericht enthaltenen Daten (insbesondere für das Jahr 2006) und damit deren Eignung zur hiesigen Deflationierung ist nach wie vor anzuzweifeln.

Die Bedenken zur mangelnden Datenqualität hatte Ihre Behörde selbst im Monitoringbericht (2016), S. 116 aufgegriffen:

„Das Jahr 2006 war durch Sondereffekte bei Einführung der Regulierung geprägt, die dazu führten, dass zu Beginn der Regulierung von Unternehmen überhöhte Netzentgelte ausgewiesen wurden... Das Jahr 2006 ist daher als Bezugsjahr für einen Zeitreihenvergleich nur sehr eingeschränkt geeignet....“

Die Frage der Verwendung der Netzentgelte aus den Monitoringberichten zur Deflationierung war in der Folge Gegenstand einer intensiven Auseinandersetzung in gerichtlichen Verfahren gegen die Festlegungen des GSP Strom und Gas der 3. Regulierungsperiode. Im Ergebnis hat der BGH die Vorgehensweise der BNetzA nach damaligem Sachstand als ermessensfehlerfrei bestätigt.

Mittlerweile stehen allerdings nicht nur Daten zu den Netzentgelten der Jahre ab 2006 auf Basis des destatis-Index des Statistischen Bundesamtes, sondern auch Veröffentlichungen von Eurostat und auch die Daten der VDE-Netzentgelterhebungen zur Verfügung, die zusätzlich unterjährig Netzentgeltanpassungen in den Jahren 2006-2008 reflektieren und dadurch zu einer deutlich besseren Datenqualität führen. Diese Daten sind somit den nicht unterjährig angepassten Netzentgelten aus dem Monitoringbericht eindeutig überlegen, da sie die sehr relevanten Sprünge der Netzentgelte abbilden können. Im Ergebnis zeigt sich dadurch auch eine sehr erhebliche Abweichung der GSP-Werte, die insoweit lediglich um den Nullpunkt schwanken würden.

In Anbetracht dessen wäre es ermessensfehlerhaft, wenn Sie gleichwohl an ihrem bisherigen Vorgehen unter schlichtem Verweis auf die Rechtsprechung zum GSP Strom und Gas der 3. Regulierungsperiode festhalten würden. Die zu beurteilende Sachlage ist nunmehr schlicht eine andere.

c) Kritikpunkte bei der Bestimmung der Inputpreisentwicklung

aa) EK-II-Zinsreihen gemäß § 7 Abs. 7 StromNEV in bis 30.07.2021 geltender Fassung

Nicht nachvollziehbar und ermessensfehlerhaft erscheint es, dass von Ihrer Behörde für die Entwicklung der Kostenposition „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ die EK-II-Zinsreihen nach § 7 Abs. 7 StromNEV in der bis zum 30.07.2021 geltenden Fassung verwendet werden. Hierbei wurde der Mittelwert der Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen/ Anleihen der öffentlichen Hand, Hypothekendarlehen und Unternehmen (Nicht-MFIs) herangezogen.

Gemäß **§ 7 Abs. 7 StromNEV in der ab dem 31.07.2021 geltenden Fassung** hat sich die Berechnung der EK-II-Zinssätze allerdings geändert. Ab der 4. Regulierungsperiode sind die Umlaufrenditen **für Hypothekendarlehen nicht mehr enthalten**; die Umlaufrenditen der Anleihen von Unternehmen (nicht-MFIs) werden hingegen zu den Anleihen der öffentlichen Hand doppelt gewichtet.

Wendet man die EK-II-Zinsreihen gemäß § 7 Abs. 7 StromNEV in der ab dem 31.07.2021 geltenden Fassung an, so verändert sich die Kostenart „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“: Diese Vorgehensweise erhöht die durchschnittliche Veränderungsrate der Inputpreise der Stromnetzwirtschaft der Jahre 2006 bis 2022. Im Ergebnis sinkt der GSP auf 1,18 %.

Da vor Beginn des hiesigen Verfahrens bereits die Festlegung Ihrer Behörde *„von Regelungen für die Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes für Betreiber von Verteilernetzen im Kapitalkostenaufschlag“* vom 14.08.2023 (BK4-23-001) erlassen worden war, wäre zudem ohnehin bei der Festlegung des GSP zu prüfen, ob zur Bestimmung der Kostenart „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ nicht ein Ansatz von Fremdkapitalzinsen anstatt von Eigenkapitalzinsen auf das überschießende Eigenkapital als allein sachgerecht anzusehen ist.

Nach der jüngst erlassenen Festlegung ist zur Ermittlung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinses das arithmetische Mittel aus den Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Anleihen von Unternehmen sowie Kredite an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften von über 1 Million Euro bei einer anfänglichen Zinsbindung mit einer Laufzeit von über einem Jahr bis zu fünf Jahren anzusetzen.

Wendet man diese Zinsreihen auf die Kostenart „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ an, ergibt sich ein reduzierter GSP von 1,17 %.

bb) EK-Zinssätze I: Entscheidungen des OLG Düsseldorf vom 30.08.2023

Mit mehreren am 30.08.2023 ergangenen Beschlüssen hat das OLG Düsseldorf den Beschluss Ihrer Behörde vom 12.10.2021 zur Festlegung der für Betreiber von Stromversorgungsnetzen im Verlauf der 4. Regulierungsperiode in der Anreizregulierung geltenden Eigenkapitalzinssätze aufgehoben und Ihre Behörde dazu verpflichtet, die Eigenkapitalzinssätze unter Beachtung der Rechtsauffassung des Gerichts neu festzulegen. Nach den Feststellungen des OLG Düsseldorf erweist sich die Festlegung deshalb als rechtswidrig, weil es Ihre Behörde in rechtswidriger Weise unterlassen hat, die allein unter Heranziehung der historischen DMS-Datenreihen ermittelte Marktrisikoprämie weiter abzusichern. Die im Festlegungsentwurf dargestellte Vorgehensweise beim Ansatz der Eigenkapitalzinssätze zur Ermittlung der Inputpreisentwicklung lässt diese aktuelle Rechtsprechung fehlerhaft unberücksichtigt.

d) Stützintervall

Analog zum Vorgehen für die 3. Regulierungsperiode hat die Beschlusskammer für das Stützintervall auf das Startjahr **2006** abgestellt. Für das Ende des Stützintervalls greift Ihre Behörde auf das Jahr zurück, für welches zum Zeitpunkt der Datenerhebung Ist-Daten verfügbar waren; mithin das Jahr **2022**. Zur Begründung beruft sich die Beschlusskammer wiederum darauf, dass bei Verwendung dieses längst möglichen Stützintervalls Einmaleffekt) im Betrachtungszeitraum möglichst weitgehend geglättet würden (Festlegungsentwurf, S. 24 ff.).

Was die Einbeziehung des Jahres 2006 in das Stützintervall anbelangt, hatte der BGH das Vorgehen der Beschlusskammer für die 3. Regulierungsperiode zudem in mehreren Entscheidungen vom 26.01.2021, vom 27.6.2023 sowie zuletzt vom 30.01.2024 für den Strom- und Gasbereich bestätigt. Im Ergebnis ist der BGH insoweit der Rechtsauffassung der BNetzA gefolgt, wonach ein Ausschluss dieses Startjahres, das durch zahlreiche besondere regulatorische Effekte in der Datenbasis gekennzeichnet war, nicht geboten sei, da auch in Zukunft regulatorische Effekte auftreten könnten und diese sachgerechter Weise in der Datenbasis zur Ableitung der netzwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung berücksichtigt werden müssten (vgl. BGH, Beschluss vom 30.01.2024, EnVR 32/22, Rz. 28 ff.).

Vorliegend wirft das von der Beschlusskammer herangezogene Stützintervall aber insbesondere unter einem anderen Aspekt deutliche Zweifel an seiner Eignung auf: So ist zu erkennen, dass alternative **Stützintervalle, die ab dem Jahr 2013 beginnen**, durchweg zu deutlich niedrigeren bzw. sogar negativen GSP-Werten führen. Diese ab dem Jahr 2013 einsetzende, kontinuierliche Entwicklung hat die

Beschlusskammer bei ihrer Bewertung des verwendeten Stützintervalls bisher gänzlich außer Acht gelassen.

Vielmehr konzentriert sich die Beschlusskammer bei der Plausibilisierung des gewählten Stützintervalls allein auf die Einbeziehung des Jahres 2006 (Festlegungsentwurf, S. 25 f.). Sie übersieht dadurch, dass der aufgezeigten Entwicklung ab dem Jahr 2013 eine **offensichtliche Trendwende**, d.h. eine deutliche Veränderung der Rahmenbedingungen für die netzwirtschaftliche Leistungserbringung zu Grunde liegt, die durch die veränderten Anforderungen aus der Energiewende hervorgerufen werden und in der 4. Regulierungsperiode fortbestehen. Hierzu fehlt bisher jede Plausibilisierung oder Untersuchung seitens Ihrer Behörde.

Die auch im WIK-Gutachten 2023 (dort S. 30 f.) geforderte **Ähnlichkeit der (Rahmen-)Bedingungen im Stützintervall** mit den Rahmenbedingungen des **Prognosezeitraums** ist für die Datengrundlage der Jahre 2006 bis 2012 damit offensichtlich nicht (mehr) gegeben. Die bisher von der Beschlusskammer avisierte Heranziehung des „längst möglichen“ Stützintervalls (2006-2022) wäre daher nicht mit wissenschaftlichen Standards (§ 9 Abs.3 S. 1 ARegV) vereinbar und insoweit ermessensfehlerhaft. Dem steht insbesondere die BGH-Rechtsprechung zum GSP Strom und Gas der 3. Regulierungsperiode nicht entgegen. Hierin hat sich der BGH mit der Berücksichtigung regulatorischer Effekte auf die Datenbasis insbesondere mit Blick auf das Startjahr 2006 beschäftigt. Keinesfalls lässt sich daraus ableiten, dass die Beschlusskammer gehindert wäre, einschneidende **tatsächliche Entwicklungen in der Energiewirtschaft** bei der Wahl des Stützintervalls unbeachtet zu lassen.

3. Vorgehen bei Anwendung der Malmquist-Methode

Der im Beschlussentwurf beschriebenen, konkreten Anwendung der Malmquist-Methode stehen die nachfolgend aufgeführten wissenschaftlichen und rechtlichen Bedenken entgegen.

a) Datenfehler bei Berechnung

Die BNetzA hat bei ihren Berechnungen zum Modell der 4. Regulierungsperiode mit Daten der 3. Regulierungsperiode (2016) beim Parameter „Netzlängen“ die Eingangsgröße der „Stromkreislänge Freileitungen (ohne HAL und SB)“ in der Niederspannungsebene unberücksichtigt gelassen. Dies führt zu einer fehlerhaften Aufsummierung bei der Bestimmung des Parameters der Leitungslänge. Dieser wird mit zu niedrigen Werten in die Berechnungen des Malmquist-GSP einbezogen.

Weiterhin ist es zu einem fehlerhaften Ansatz der versorgten Fläche, welche die Beschlusskammer für eine Zuordnung der Netzbetreiber zum sog. Fall 2 mit dem

Kriterium „Flächenänderung kleiner 10 %“ nutzt, gekommen. Hier wurde seitens der BNetzA die Bestimmung der versorgten Fläche für die 3. Regulierungsperiode (2016) und für die 4. Regulierungsperiode (2021) mit unterschiedlichen Definitionen durchgeführt.

Bei Korrektur dieser fehlerhaften Einbeziehung von Daten in die Malmquist-Berechnungen ergibt sich ein ungefähr 0,05 Prozentpunkte niedrigerer GSP.

b) Stützintervall

Bei der Ermittlung des Malmquist-GSP leitet die BK4 die Produktivitätsentwicklung aus den Front-Shifts von der 1. zur 2., von der 2. zu 3. und nunmehr auch von der 3. zur 4. Regulierungsperiode ab. Die Produktivitätsentwicklung der 3. und 4. Regulierungsperiode wird folglich (im Vergleich zur Vorgehensweise bei der Bestimmung des GSP für die 3. Regulierungsperiode) schlicht hinzuaddiert. Es handelt sich somit um eine **gemittelte Betrachtung der Produktivitätsentwicklung RP 1-2, RP 2-3, und RP 3-4**. Dieses Vorgehen sollte unseres Erachtens nochmals kritisch von der Beschlusskammer hinterfragt werden:

Denn auch in den Malmquist-Daten zeigen sich deutlich die **Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen der Energiewende** und damit ein **Trendbruch**: So liegt die Produktivitätsentwicklung im Zeitraum 2016-2021 mit einem Frontier-Shift von **-1,4 % pro Jahr** deutlich unterhalb der Werte der Vorperiode (RP 1 zu RP 2: -0,75 % pro Jahr sowie RP 2 zur RP 3: 0,54 % pro Jahr).

Dementsprechend ergibt sich bei Zugrundelegung der Frontier-Shifts RP 3 zu RP 4 (und im Übrigen unveränderter Methode der BNetzA) lediglich ein GSP von **0,19 %**. Hingegen fallen die Werte der anderen Perioden (RP 1-2 und RP 2-3) deutlich höher aus und liegen bei 0,95% bzw. und 1,56 %.

Wie zuvor bei der Wahl des Stützintervalls der Törnquist-Methode dargestellt, müssen im gewählten Stützintervall jedoch ähnliche Rahmenbedingungen wie im Prognosezeitraum herrschen. Diese Voraussetzung wird von den Daten der Regulierungsperioden 1 und 2 indes nicht mehr erfüllt, weshalb diese ermessensfehlerfrei auch nicht mehr in die Berechnung des Malmquist-GSP einbezogen werden dürfen. Vielmehr ist von einer Ähnlichkeit der Rahmenbedingungen des Prognosezeitraums (2024 – 2028) nur noch hinsichtlich der Daten der (Stützpunkt-)Jahre 2016 und 2021 auszugehen. Dies findet seine Begründung in dem intensiven Prozess zur Umsetzung der Energiewende:

Die mit der Energiewende verbundenen bestehenden und noch zusätzlich hinzutretenden Herausforderungen werden in den nächsten Jahren zu einem

erheblichen Anstieg der Kosten (Input), nicht aber bereits zu einem kurzfristigen Anstieg des messbaren Outputs führen. Diese Entwicklung benennt die BK 4 bereits explizit im Festlegungsentwurf für das Stützintervall 2016 bis 2021.

Folgende Ursachen können hierfür angeführt werden:

- bedarfsgerechter Ausbau der Netze, bevor die entsprechenden Absatzmengen überhaupt realisiert werden,
- weitere Integration von Erzeugungsanlagen, die zu Zusatzkosten aber keinen zusätzlichen Entnahmemengen führen, insbesondere starker Zubau von sogenannten „Balkonkraftwerken“,
- zunehmende Komplexität im Rahmen der Bilanzierung der Strommengen (MaBiS), da das aktuelle und künftige Verbrauchsverhalten immer weiter von den klassisch verwendeten Standardlastprofilen abweicht,
- Umsetzung der Vorgaben aus den Festlegungen zu § 14a EnWG (neue Netzüberwachungs- und Steuerprozesse sowie Abrechnungsprozess für künftige steuerbare Verbrauchseinrichtungen), bspw. Umsetzung künftige Pflicht zur Echtzeitauslesung eines signifikanten Anteils der Anschlusspunkte,
- Umsetzung Redispatch 2.0: Schaffung neuer Melde-, Kommunikations- und Überwachungsprozesse zur Abregelung von Erzeugungsanlagen,
- Rücklauf des konventionellen Messstellenbetriebs: deutliche Reduktion der Zähleranzahl in den kommenden 5 Kalenderjahren, während sich die Kosten der im Messstellenbetrieb enthaltenen Prozesse aufgrund von Fixkosten nur unterproportional reduzieren,
- Pflicht zur anteiligen Kostentragung an intelligenten Messsystemen sowie
- Verpflichtung zur Umsetzung des Netzausplanungsprozesses gemäß § 14d EnWG.

Diese beispielhaft aufgeführten, von der Tendenz in die gleiche Richtung gehenden Entwicklungen werden die Rahmenbedingungen in der laufenden 4. Regulierungsperiode prägen. Ein **Malmquist-GSP unter Einbeziehung der Stützintervalle RP 1-2 und RP 2-3**, in denen noch weitgehend andere, nicht vergleichbare Bedingungen für die Erreichung von netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritten bestanden, würde die **sektorale Produktivitätsentwicklung erheblich** und im Ergebnis **ermessensfehlerhaft überschätzen**.

Dies wird auch eindrucksvoll belegt durch eine Überprüfung der von der BK 4 für die 3. Regulierungsperiode (2013-2018) getroffenen Prognose des Malmquist-GSP auf der damaligen Datengrundlage: Ihre Behörde hatte den GSP Strom für die 3.

Regulierungsperiode in Höhe von 1,35 % geschätzt. Auch hierzu hatte sie sich auf die Daten der Vergangenheit berufen. Hingegen führt eine auf tatsächlichen Daten der betroffenen Jahre 2013-2018 vorgenommene Ermittlung des Malmquist-GSP (bei im Übrigen unveränderter Methode der BNetzA) zu einem Wert von lediglich 0,19 %! Diese Ist-Betrachtung belegt eindrucksvoll, zu welchen Fehlinterpretationen eine unreflektierte Prognose allein auf vergangenheitsbasierten Daten führen kann.

c) Bereinigung TOTEX aufgrund Eigenkapitalverzinsung

Die Beschlusskammer verwendet in der Berechnung des Malmquist-GSP nicht die im jeweiligen Basisjahr in der Erlösobergrenze regulatorisch anerkannten Eigenkapitalzinsen. Vielmehr setzt sie die jeweils für die **nächste Regulierungsperiode festgelegten Eigenkapitalzinssätze** an. Dieses Vorgehen entspricht nicht dem Stand der Wissenschaft.

Durch die Festlegung vom 12.10.2021 (BK4-21-055) hat die BNetzA die Eigenkapitalzinssätze für die 4. Regulierungsperiode erneut abgesenkt. Das Vorgehen der BNetzA hat das OLG Düsseldorf mit Beschluss vom 30.08.2023 als rechtswidrig eingeordnet. Seit dem Jahr 2022 hat die Zinswende stattgefunden, auf welche die BNetzA bisher mit ihrer Festlegung zur Bestimmung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung im Kapitalkostenaufschlag vom 17.01.2024 (BK4-23-002) reagiert hat.

Durch das Vorgehen der BNetzA bei der Berechnung des Malmquist-GSP wird fehlerhaft eine Absenkung der Zinskosten angenommen und als Produktivitätssteigerung im Zeitraum 2016 bis 2021 erfasst. Die BNetzA schreibt diese vermeintliche Kostensenkung über den GSP in die 4. Regulierungsperiode fort und prognostiziert somit eine weitere Zinsabsenkung. Dieses Vorgehen ist mit dem Stand der Wissenschaft nicht vereinbar und dahingehend zu korrigieren, dass die im jeweiligen Basisjahr in der Erlösobergrenze anerkannten Eigenkapitalzinssätze in die Berechnung des Malmquist-GSP einzubeziehen sind.

d) Pooled SFA

Bei den Berechnungen der SFA hat die Beschlusskammer eine Vorgehensweise gewählt, in welcher nicht zwischen Frontier-Shift und Aufholeffekt unterschieden werden kann. Ein aus wissenschaftlicher Sicht wichtiger Vorteil der Malmquist-Methode gegenüber der Törnquist-Methode wird dadurch für die Hälfte der Malmquist-Berechnungen von der Beschlusskammer nicht genutzt. Hierbei handelt es sich aber nicht um einen bloßen methodischen Nachteil, der in einem etwaigen Ermessen der Beschlusskammer stehen könnte. Vielmehr führt dieses Vorgehen dazu, dass die

Ergebnisse zwischen den Malmquist-Berechnungen für die DEA und die SFA nicht mehr konsistent sind und die Malmquist-Methode der Beschlusskammer daher zu einer nicht belastbaren Aussage über die Höhe des GSP führt.

Sowohl im WIK-Gutachten (2023), Seite 85. f, als auch im konsultierten Festlegungsentwurf, Seite 66, werden die Auswirkungen einer alternativen SFA-Berechnung angesprochen, bei welcher eine zeitvariable Ineffizienzverteilung angenommen wird. Die BK 4 schließt im Ergebnis eine solche Art der SFA-Umsetzung mit der Begründung aus, dass der Effekt auf den GSP gering sei und Konvergenzprobleme bei den Berechnungen aufgetreten seien (Festlegungsentwurf, S. 66). Die Ergebnisse der entsprechenden Berechnungen (für den Strom- und Gasbereich) gehen indes nicht aus den konsultierten Unterlagen hervor. Diese sollten zur Nachvollziehbarkeit des behördlichen Vorgehens offengelegt werden.

II. Fazit

Aufgrund der zahlreichen, erheblichen Kritikpunkte bitten wir Sie eindringlich, die aufgezeigten Aspekte im weiteren Verfahren zu beachten. Die aufgezeigten Kritikpunkte machen zudem eine weitere Anhörung erforderlich.

Insbesondere ist zu berücksichtigen, dass sowohl die Ergebnisse der Malmquist- als auch der Törnquist-Berechnungen auf einen eindeutigen Trendbruch hinweisen, der bisher weder untersucht noch bewertet wurde. Bestätigt wird diese Trendwende in den Daten auch durch den Abgleich des tatsächlichen GSP-Wertes für die 3. Regulierungsperiode mit der damaligen Prognoseentscheidung der BNetzA für diese Periode. Jedenfalls seit der 3. Regulierungsperiode ergeben sich für die Netzbetreiber im Zuge der Energiewende deutlich veränderte Rahmenbedingungen für die netzwirtschaftliche Leistungserbringung. Diesem wesentlichen Aspekt ist bei der finalen Entscheidung unbedingt Rechnung zu tragen.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



| Werk | Straße | PLZ | Ort |
|---|-------------------------|------------|----------------------|
| Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH | Lohstücker Weg 10 – 12 | 24576 | Bad Bramstedt |
| Stadtwerke Bad Sooden-Allendorf | Werrastraße 24 | 37242 | Bad Sooden-Allendorf |
| SWB Stadtwerke Biedenkopf GmbH | Mühlweg 16 | 35216 | Biedenkopf |
| Versorgungsbetriebe Elbe GmbH | Mühlenteich 5 | 19258 | Boizenburg |
| Versorgungsbetriebe Bordsesholm GmbH | Bahnhofstraße 13 | 24582 | Bordsesholm |
| Nordseeheilbad Borkum GmbH | Hindenburgstraße 110 | 26757 | Borkum |
| Stadtwerke Clausthal-Zellerfeld GmbH | Robert-Koch-Straße 5 | 38678 | Clausthal-Zellerfeld |
| Energieversorgung Dahlenburg-Bleckede AG | Lüneburger Strasse 21 | 21638 | Dahlenburg |
| Stadtwerke Eckernförde GmbH | Bornbrook 1 | 24340 | Eckernförde |
| EVE Netz GmbH | Rehfeldstraße 4 | 29451 | Dannenberg |
| Stadtwerke Einbeck GmbH | Grimsehlstraße 17 | 37574 | Einbeck |
| Stadtwerke Emden GmbH | Martin-Faber-Straße 11 | 26702 | Emden |
| Stadtwerke Eschwege GmbH | Niederhoner Straße 36 | 37269 | Eschwege |
| Stadtwerke Eutin GmbH | Holstenstraße 6 | 23701 | Eutin |
| Stadtwerke Geesthacht GmbH | Mercatorstraße 67 | 21502 | Geesthacht |
| Gemeindewerke Halstenbek | Ostereschweg 9 | 25469 | Halstenbek |
| Versorgungsbetriebe Hann.Münden GmbH | Werraweg 24 | 34346 | Hann.Münden |
| Stadtwerke Husum Netz GmbH | Am Binnenhafen 1 | 25813 | Husum |
| Stadtwerke Kaltenkirchen GmbH | Kamper Weg 38 | 24568 | Kaltenkirchen |
| Netzgesellschaft Lübbecke mbH | Gasstraße 1 | 32312 | Lübbecke |
| Stadtwerke Neustadt in Holstein | Neukoppelp 2 | 23730 | Neustadt i.H. |
| Stadtwerke Nordfriesland - Netz GmbH | Ostring 5 | 25899 | Niebüll |
| Stadtwerke Norderney GmbH | Jann-Berghaus-Straße 34 | 26548 | Norderney |
| Stadtwerke Nortorf AöR | Poststraße 21 | 24589 | Nortorf |
| Stadtwerke Quickborn GmbH | Pinneberger Straße 2 | 25451 | Quickborn |
| Stadtwerke Rendsburg GmbH | Am Eiland 12 | 24768 | Rendsburg |
| Stadtwerke Schneverdingen-Neuenkirchen GmbH | Harburger Straße 21 | 29640 | Schneverdingen |
| Stadtwerke Uelzen GmbH | Im Neuen Felde 105 | 29525 | Uelzen |
| Stadtwerke Uslar GmbH | Alleestraße 6 | 37170 | Uslar |
| Stadtwerke Böhmetal GmbH | Poststr. 4 | 29664 | Walsrode |
| Energiegenossenschaft für Wittmund eG | Am Markt 16 | 26409 | Wittmund |
| Stadtwerke Witzenhausen GmbH | Hinter dem Deich 9 | 37213 | Witzenhausen |
| Regionalwerke Wolfhager Land GmbH | Siemensstraße 10 | 34466 | Wolfhagen |