

**Bundesnetzagentur**

Beschlusskammer 4

Stichwort „Produktivitätsfaktor Strom -  
Konsultation der Festlegung“

Postfach 8001

53105 Bonn

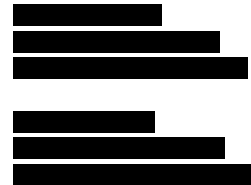
**E.ON SE**

Regulatory Management

Brüsseler Platz 1

45131 Essen

www.eon.com



18. September 2024

Seite: 1 / 12

## **BNetzA-Konsultation zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen 4. Regulierungsperiode (BK4-24-028) – Stellungnahme der E.ON SE**

Sehr geehrte Damen und Herren,

am 21. August 2024 hat die Bundesnetzagentur die Konsultation zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die 4. Regulierungsperiode gestartet.

Für die Netzbetreiber:

- **Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt**
- **Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg**
- **energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree**
- **LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg**
- **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **NEW Netz GmbH, Nikolaus-Becker-Straße 28-34, 52511 Geilenkirchen**
- **Regionetz GmbH, Lombardenstr. 12-22, 52070 Aachen**
- **Leitungspartner GmbH, Arnoldsweilerstr. 60, 52351 Düren**
- **ELE Verteilnetz GmbH, Ebertstraße 30, 45879 Gelsenkirchen**
- **Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schlesweg-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt**
- **VSE Verteilnetz GmbH, Heinrich-Böcking-Str. 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **Westnetz GmbH, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund**

nehmen wir dazu im Folgenden Stellung.

Vorsitzender des Aufsichtsrats:  
Erich Clementi

Vorstand:  
Leonhard Birnbaum  
(Vorsitzender)  
Nadia Jakobi  
Thomas König  
Victoria Ossadnik  
Marc Spieker

Sitz: Essen  
Amtsgericht Essen  
HRB 28196  
St.-Nr. 5105/5861/0015  
Ust.-Id.-Nr. DE119356834

Deutsche Bank AG  
Kto.-Nr. 394 204 200  
BLZ 300 700 10  
IBAN DE69 3007  
0010 0394 2042 00  
BIC DEUTDE33XXX

## 0 Vorbemerkung und Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 21. August 2024 die Konsultation zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die 4. Regulierungsperiode gestartet. Die Branche kann zu dem vorgestellten Vorgehen und den Methoden bis zum 18. September 2024 schriftlich Stellung nehmen.

Der Verband BDEW wird eine umfassende Stellungnahme abgeben, der wir uns vollumfänglich anschließen.

Im Folgenden wollen wir insbesondere solche Punkte aufgreifen bzw. ergänzen, die aus unserer Sicht Kernprobleme bzw. -forderungen darstellen und/oder eine weitere Präzisierung erfordern. Zusammenfassend ergeben sich damit folgende Kernforderungen für die Festlegung des Xgen:

- Spiegelt man die Prognose der BNetzA zur 3. Periode mit den tatsächlichen realisierten Werten, so zeigt sich eine Fehlprognose von mehreren hundert Prozent. Dies zeigt, dass das bisherige Verfahren der Bundesnetzagentur ungeeignet war. Das ist relevant, weil die Behörde dieses Verfahren ungeachtet der massivsten Prognoseverfehlung auch in der 4. Periode fortsetzen will.
- Aus § 21a Abs. 2 EnWG i.V.m. § 9 Abs. 3 ARegV folgt, dass sowohl die Methoden als auch deren Anwendung dem „Stand der Wissenschaft entsprechen müssen“. Die Beibehaltung einer solchen Methodik trotz derartig massiver Prognosefehler genügt dieser Anforderung nicht.
- Es ist allein aus diesem Grund nicht vertretbar, dass keine geeigneten Sicherheitsmechanismen, die die Fehlprognosen verhindern könnten, vorgesehen sind.
- Die Ergebnisse der BNetzA werden zudem nicht mit Erkenntnissen aus dem europäischen Ausland plausibilisiert.
- Eine Datenlage, die maßgeblich nur auf historische Daten abstellt, die die künftigen Herausforderungen der Energie- und Klimawende und deren Auswirkungen auf Produktivitätsfortschritt und Einstandspreisentwicklung nicht abbilden und zudem auch keine Plausibilisierung anhand der als gesichert geändert anzusehenden Versorgungsaufgabe vornimmt, kann ersichtlich nicht zu richtigen Prognosen kommen. Mindestens ist deshalb auf ein Stützintervall der Jahre 2017-2022 abzustellen, in dem die geänderte Versorgungsaufgabe bereits angelegt ist.
- Es muss ein sachgerechter Deflator verwendet werden, der nicht die deutlichen Schwächen des Monitoringnetzentgelt-Indexes aufweist.
- Der Törnqvist-Xgen würde sich nur für VNB mit 0,52 % errechnen, d.h. weniger als die Hälfte der 1,20 % mit ÜNB. Nach der aktuellen Rechtsprechung des BGH in Sachen Gas-Benchmark ergibt sich der Grundsatz, dass eine einzelne kleine Gruppe von atypischen Netzbetreibern nicht zu negativen Vorgaben für das Gros der verbleibenden Netzbetreiber führen darf. Da die 4 ÜNB nur 0,5 % der im Törnqvist-Xgen berücksichtigten Netzbetreiber ausmachen, folgt, dass ein für die VNB nachteiliger Xgen Strom nicht aus den ÜNB-Werten abgeleitet werden darf. Analog zum Malmquist-Xgen ist der Törnqvist-Xgen lediglich auf Basis der Verteilernetzbetreiber zu bestimmen. Der so ermittelte Xgen ist dann auf alle Stromnetzbetreiber anzuwenden.
- Es ist sicherzustellen, dass bei den Überkreuzvergleichen nur Parameter mit einheitlichen Definitionen einbezogen werden.

- Um eine Verzerrung des Malmquist-Xgen aus der Übertragung des HS-Anlagenbestands und die damit verbundene strukturelle Nichtvergleichbarkeit zwischen RP2 und RP3 zu vermeiden und eine Vergleichbarkeit zwischen den beiden Datenpunkten RP2 und RP3 herzustellen, ist eine Bereinigung der Daten erforderlich.

Zu den einzelnen Punkten führen wir nunmehr konkret aus:

#### 1 **Aus der 3. Periode lernen: Pflicht zur Korrektur von Amts wegen aufgrund von gravierenden Prognoseabweichungen der 3. Regulierungsperiode. Realisierte Werte widerlegen Festlegung zur 3. Regulierungsperiode**

Durch die Festlegung eines Xgen Strom ungleich 0 wurden in der 3. Regulierungsperiode dem E.ON Konzern in den Jahren 2019-2023 mehr als 500 Millionen Euro entzogen, welche sowohl unseren Anteilseignern aber auch für die rechtzeitige Ertüchtigung der Netze an die aktuellen Herausforderungen der Energiewende nicht mehr zur Verfügung stehen. Im Rückblick ist problemlos und objektiv ermittelbar und damit offensichtlich, dass die damalige Prognose der Regulierungsbehörde für die Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung der Stromnetzbetreiber in der 3. RP die tatsächlich realisierten Werte massiv verfehlt hat. Vielmehr ergeben sich für die 3. RP selbst unter Anwendung der von der Regulierungsbehörde festgelegten Berechnungsmethodik – die wir ausdrücklich als fehlerhaft erachten - deutlich geringere realisierte Xgen Werte. Die Abweichungen sind dabei in einem nicht vertretbaren Maß aufgetreten und stellen damit die grundsätzliche Korrekturfunktion eines Xgen für die allgemeine Preisentwicklung (VPI) selbst in Frage. Wie schon der BDEW ausführt, hat sich nach der Methode Törnqvist, anhand derer die Regulierungsbehörde einen Xgen in Höhe von 1,82 % prognostiziert hatte, nachträglich ein realisierter Wert von -0,84 % (negativer Wert) ergeben. Die Behörde hat den realisierten Wert hierbei folglich um 2,66 %-Punkte überschätzt. Bei der Methode Malmquist lag die Abweichung zwischen prognostiziertem Wert von 1,35 % und realisiertem Wert von 0,18 % bei 1,17 %-Punkten. Auch hier hat die Behörde den realisierten Wert also **um mehr als das Siebenfache überschätzt**. Gemessen daran lag der durchschnittliche VPI in den Jahren 2017-2021 bei durchschnittlich 1,66 %-Punkten, so dass der **Prognosefehler teilweise höher war als der zu korrigierende VPI selbst**. Selbst der damalige Sicherheitsabschlag von 0,45 % also um 1/3 auf den Malmquist vermochte eine massive Überschätzung von rund 500% (0,9% vs. 0,18%) nicht zu verhindern. Umgerechnet auf den höchsten realisierten Wert von 0,18 % bedeutet dies, dass allein dem E.ON Konzern für die 3. Regulierungsperiode mindestens 400 Millionen Euro zu viel entzogen worden sind – eine Kompensation für diesen Prognose-Schaden ist den vertretenen Netzbetreibern bisher nicht angetragen worden; wir behalten uns die Geltendmachung dieses Schadens für die 3. Regulierungsperiode hiermit ausdrücklich vor. Für uns ist es eine rechtsstaatliche Selbstverständlichkeit, dass eine Bundesoberbehörde einen massiven Prognosefehler von rund 500% zu Lasten der Netzbetreiber von Amts wegen durch methodische Vorkehrungen für zukünftige Perioden bereinigt. Da regulierte Netzbetreiber ihre Erlöse ausschließlich nach Maßgabe der behördlichen Festlegungen erhalten, machen wir hiermit ausdrücklich unseren Anspruch auf korrekte und fehlerfreie Methodenbestimmung und -anwendung geltend und verlangen, dass durch methodische Korrekturen entsprechende Fehlprognosen wie in der 3. Periode von vorneherein ausgeschlossen werden. Soweit sich die BNetzA für die 3. Periode noch darauf berufen würde, dass das Ausmaß der Prognose-Ist-Abweichung nicht bekannt war, kann die Behörde dies für die Festlegung des Xgen Strom für die 4. Periode nicht mehr anführen. Ganz im Gegenteil würde die Behörde bei korrekturloser Beibehaltung ihrer Methodik und deren Anwendung **sehenden Auges in der 4. Periode erkannte Fehlprognose-Methodik weiterführen zu Lasten der regulierten Netzbetreiber**.

Mit dem nun vorgelegten Festlegungsentwurf zur 4. Regulierungsperiode ist die Behörde allerdings nicht nur dabei, alte Fehler zu wiederholen, sondern die Schwachstellen der bisherigen Berechnung weiter zu verschärfen. Durch eine Beibehaltung der bisherigen Berechnung mit einem unsachgerechtem Stützintervall, dem BNetzA-Monitoringnetzentgeltindex als ungeeignetem Deflator für die Umsatzerlöse, der inzwischen durch ein greifbar überlegenes Instrument hätte abgelöst werden können, und einer nicht erreichbaren Produktivitätsvorgabe anhand der Törnqvistberechnung aufgrund der Einbeziehung von nicht vergleichbaren Sachverhalten der **Übertragungsnetzbetreiber**, ist auch diese Prognose dazu verurteilt, die künftige Entwicklung deutlich zu überschätzen. Der Entfall des **Sicherheitsabschlags** verschärft die Probleme zusätzlich.

Insgesamt wählt die Behörde somit ein Vorgehen, das abermals – diesmal aber objektiv erkennbare und subjektiv erkannte – unvertretbare und unkalkulierbare Risiken beinhaltet. Durch diese Unkalkulierbarkeit wird Netzbetreibern der Zugang zum Kapitalmarkt für notwendige Investitionen in die Ertüchtigung und den Ausbau unserer Netze erschwert, Kapital verteuert und damit dem Netzkunden geschadet.

Das auch das bisher vorgeschlagene Ergebnis von 0,91% **nicht plausibilisiert ist**, zeigt hier sehr deutlich der Vergleich mit dem europäischen Ausland:

- So hat der Regulierer in Finnland seinerseits für die Stromverteilernetzbetreiber den Xgen für die laufende Regulierungsperiode mit 0 % festgelegt. Begründet wurde dies damit, dass auf die Netzbetreiber **künftig zusätzliche Kosten für neue Aufgaben zukommen werden**, die bei der vergangenheitsbezogenen Ermittlung des Xgen nicht erfasst würden.
- Der Regulierer in Österreich, E-Control, hat für die Stromnetzbetreiber aufgrund der aktuell erschwerten Rahmenbedingungen einen von 0,95 % auf 0,4 % deutlich reduzierten Wert angesetzt.
- Das niederländische Berufungsgericht für Handel und Industrie hat die dortige Regulierungsbehörde ACM im Juli 2023 dazu verpflichtet, für die Produktivitätsprognose nicht schon Daten ab dem Jahr 2005 heranzuziehen, sondern, aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen durch die Energiewende, die Produktivitätsveränderung erst ab dem Jahr 2017 zu ermitteln. Auf Deutschland angewandt ergäbe sich daraus ein negativer Xgen von -0,84 %!

**Forderung:** Die realisierten Werte der Vorperiode machen deutlich, dass das bisherige Verfahren der Bundesnetzagentur ungeeignet war. Die Festlegung des Xgen muss dem Rechnung tragen, indem Sicherheitsmechanismen gestärkt und Erkenntnisse aus dem europäischen Ausland berücksichtigt werden.

## 2 **Beibehaltung des Stützintervalls 2006-2022 ermessensfehlerhaft; Stützintervall der Jahre 2017-2022 repräsentativ für Prognose**

Aber nicht nur der Vergleich zu den Niederlanden und den hier wie dort bestehenden Herausforderungen der Energiewende lassen ein künftig kürzeres Stützintervall über den Zeitraum 2017-2022 zur Bestimmung eines Unterschieds zwischen Netz- und Gesamtwirtschaft notwendig werden. Allein das Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2023 verdeutlicht, dass sich für die Netzbetreiber in den nächsten Jahren eine Änderung der Versorgungsaufgabe ergeben wird und somit ein **repräsentatives Stützintervall** für die Ableitung einer Prognose für die 4. RP nicht mehr über den kompletten Zeitraum 2006-2022 abgeleitet werden kann, in dem andere Rahmenbedingungen für die Energiewende vorzufinden waren: So soll der Anteil des aus

erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 80 % im Jahr 2030 steigen. Damit ergibt sich eine deutlich geänderte Versorgungsaufgabe:

- a) Netzausbaubedarf: Bis zur Einführung des EEG ergab sich die Auslegung des Verteilernetzes ausschließlich aus der prognostizierten verbrauchsseitigen Spitzenlastsituation. Durch die zunehmende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen stellt die Maximallast nicht mehr die für das Netz kritischste Situation dar. Das Netz muss nunmehr so ausgelegt werden, dass sämtlicher EEG-Strom bei Vollein- speisung abtransportiert werden kann und die Rückspeisung in das vorgelagerte Netz gewährleistet ist. Hieraus ergibt sich ein starker Ausbaubedarf des bestehen- den Netzes. Ein wesentliches Ausbauziel ist die Erhöhung der Übertragungsfähig- keit der Hochspannungsleitungen durch Leitungsverstärkungen oder Neubau. Hinzu kommt, dass sich die leistungsstarken Einspeiseanlagen in der Regel fernab von Entnahmeschwerpunkten und Übergabestellen zum vorgelagerten Netzbe- treiber ansiedeln. Zusätzlich resultiert ein höherer Bedarf an Transformatorlei- tung: Die ursprünglich zur Versorgung der Kunden errichteten Umspannwerke müssen auf die Leistungsspitzen aus Rückspeisungen dimensioniert werden. Neben dem Ausbau der Hochspannungsnetze, Umspannwerke sind auch hohe Inves- titionen in Trafostationen und in die weitere Vermaschung der Mittel- und Nieder- spannungsnetze vorzunehmen. Aufgrund der Entwicklungen der letzten Jahre hinsichtlich der gestiegenen Anzahl dezentraler Einspeiser mussten bereits in den vergangenen Jahren die Kapazitäten der Stromnetze merklich erhöht werden. Da- her wurden insbesondere im Bereich der Mittel- und Niederspannungsnetze Ver- stärkungs- und Neubaumaßnahmen durchgeführt, sowie neue HS/MS- Umspannwerke errichtet und bestehende erweitert. Das Ausmaß der Verände- rung zeigt sich auch in der bevorstehenden EnWG-Novelle, wonach EE-Anlagen ab 2 kW sichtbar und steuerbar sein müssen und deren jederzeitige Abregelbarkeit vsl. jährlich überprüft werden muss. Hieran lässt sich ablesen, dass trotz Verstär- kungs- und Neubaumaßnahmen die zeitgleiche Einspeisung aus erneuerbaren An- lagen 100% und mehr der verfügbaren Netzkapazität sein kann, und dies in Regi- onen allein aus Kleinst-PV-Anlagen stammen kann, für die daher eine Art „Not- Aus“ installiert werden soll. Das immer komplexere Lastmanagement (u.a. neue, flexible Abnehmer) tritt hinzu. Dass sich die Versorgungsaufgabe komplett geän- dert hat, zeigt sich auch an dem derzeit von der BK 4 der BNetzA konsultierten Eckpunktepapier zu Industrienetzentgelten. Dort wird konstatiert, dass aufgrund der vollständigen EE-Ausrichtung des Stromsystems Band-Last-Befreiungen nicht mehr zeitgemäß sind, sondern nur noch flexible Industrien, die mit EE- Erzeugung flexibel hoch und runterfahren können, dem Stromsystem entspre- chen. Damit wird das komplette Umstellen des Stromsystems durch die BK 4 selbst anerkannt und dokumentiert.
- b) gestiegene Kosten des Netzbetriebes: Mit massiv steigender Anzahl dezentraler EE-Erzeugungsanlagen geht ein ebenso signifikant erhöhter Anschluss- und Ver- waltungsaufwand einher, der im Folgenden im Detail beschrieben wird. Zusätzlich stellen die volatilen Einspeisungen große Herausforderungen an die Betriebsfüh- rung (Reduktionen der Einspeiseleistungen zur Gewährleistung der Netzsicherheit an Netzengpässen). Die Zunahme der Einspeiseanlagen sowie Anfragen für zuneh- mend höhere Einspeiseleistungen erfordern neue und aufwendigere Prozesse im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfungen und der Netzausbauplanungen. Dies gilt umso mehr, da ursprünglich vorhandene Kapazitäten des Stromnetzes

aufgebraucht sind. Der erhöhte Prüfaufwand zeigt sich in den Berechnungen und Simulationen mehrerer Varianten und Berücksichtigung weiter entfernter Verknüpfungspunkte bei der Einbindung neuer Anlagen in das bestehende Stromnetz. Bei der Prüfung der technischen Eignung einer Anschlussvariante müssen sowohl bestehende Anschlussleistungen als auch reservierte Leistungen anderer Netzanschlussanfragen abgeleitet und einbezogen werden. Zudem sind aufgrund der vermehrten Rückspeisung in höhere Spannungsebenen auch Engpässe im Hochspannungsnetz zu beobachten. Nur eine Spannungsebene bei Netzverträglichkeitsprüfungen und Netzausbauplanungen zu berücksichtigen, reicht somit nicht mehr aus. Diese Entwicklungen spiegeln sich in steigenden Kosten für aufwendigere Netzverträglichkeitsprüfungen und Netzplanungen wider. Daneben führt die steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen auch zu operativem Mehraufwand für die technische Einbindung in den folgenden Bereichen:

- Abrechnung und Bilanzierungssystem
- Rückfragen zu neuen Anlagen
- Prüfaufwand Marktstammdatenregister
- Bilanzierung und Bewirtschaftung von Bilanzkreisen
- Evaluierungs- bzw. Toleranzüberwachungsprozesse Redispatch
- Austausch und Kontakt mit Marktpartnern im Rahmen von „Post-EEG“-Anlagen, die ihre Förderungsdauer überschritten haben
- Sicherstellung der immer komplexeren EEG- und KWKG-Testierung

Somit wird deutlich, dass die künftige Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber derjenigen beginnend ab dem Jahr 2017 entspricht, so dass sich auch die Ableitung des Xgen auf den Zeitraum ab dem Jahr 2017 ausrichten muss.

Zu guter Letzt sprechen aber auch die Maßstäbe der Bundesnetzagentur und die ihres Gutachters selbst für eine deutliche Verkürzung des Stützintervalls. So nennen diese in Kapitel 2.3.2 selbst kürzere Intervalle aufgrund der besseren Abbildung der aktuellen Versorgungsaufgabe als vorzugswürdig, schränken aber ein, dass in der Energiewirtschaft längerfristige Investitionszyklen ebenfalls entscheidend wären und dies für einen längeren Betrachtungszeitraum spräche. Selbst wenn diese Einschränkung tatsächlich notwendig sein sollte, so ist anzumerken, dass die Notwendigkeit zur Betrachtung von längerfristigen Investitionszyklen aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen deutlich in den Hintergrund tritt. So verschiebt sich der Investitionsbedarf immer mehr in Richtung Neubau und Ertüchtigung, wodurch reguläre Ersatzinvestitionen deutlich in den Hintergrund treten. So beschreibt es auch die Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier Netze.Effizient.Sicher.Transformiert. vom 18.01.2024 selbst und begründet den Anstieg der Investitionen mit der Transformation des Energiesystems.

Jahr	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 (Plan)
<b>Netz</b>	<b>Investitionsvolumina in Mio. €</b>										
Strom-VNB	2.851	3.204	3.800	3.701	3.501	3.933	4.337	4.838	4.835	5.733	7.012
Gas-VNB	965	1.155	1.112	1.020	1.031	1.273	1.488	1.674	1.736	1.445	1.451
ÜNB	2.361	2.790	3.279	2.901	2.707	2.954	2.727	3.862	4.677	3.917	4.487
FNB	1.189	527	496	470	970	1.452	1.333	995	679	820	1.556

Abbildung 1: Investitionsvolumina im Zeitraum 2013-2023 in Mio. €, Quelle: BNetzA-Eckpunktepapier Netze.Effizient.Sicher.Transformiert. vom 18.01.2024, S. 4

**Forderung:** Aufgrund der Datenlage und den künftigen Herausforderungen muss die Gewichtung nunmehr auf der geänderten Versorgungsaufgabe und damit auf einem Stützintervall 2017-2022 liegen.

### 3 Greifbar überlegener Deflator ermöglicht nun bessere Prognose

Mit dem Ziel einer reinen Mengenbetrachtung des Produktivitätsfortschrittes müssen aus allen monetär bewerteten Wertgrößen, wie hauptsächlich den Umsatzerlösen der Netzbetreiber, die reinen Mengenentwicklungen isoliert werden. Konkret müssen die monetären Größen um die Preisbewegung mit Hilfe eines geeigneten Deflators korrigiert werden.

Hierzu nutzt die Bundesnetzagentur die im Monitoringbericht veröffentlichten Netzentgelte von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden der Jahre 2006 bis 2022.

Die wesentlichen Kritikpunkte an dieser Methode der Preisbereinigung sind bereits in der Stellungnahme des BDEW enthalten. So werden in dem verwendeten Index die Netzentgelte der Spannungsebenen oberhalb der Mittelspannung nicht berücksichtigt, was im Ergebnis zu einer deutlichen Überschätzung der Produktivitätsentwicklung der Netzbetreiber führt.

Weiterhin fließen die unterjährige Netzentgeltanpassungen in den Anfangsjahren 2006 bis 2008 nicht in die Betrachtung ein. Auch hierdurch ergeben sich höhere Produktivitätsentwicklungen als bei einer Anwendung der Netzentgelte, aus denen sich die Umsatzerlöse bilden.

Zudem lässt sich die Datenqualität der aus dem Monitoringbericht verwendeten Daten der Lieferanten zumindest anzweifeln, da komplexe Durchschnittsrechnungen über die abgesetzten Mengen in unterschiedlichen Verteilnetzgebieten und die dort geltenden Netzentgelte angestellt werden müssten, um die Abfrage so wie von der BNetzA intendiert zu beantworten.

Bereits in seiner Stellungnahme vom 24. August 2022 hinsichtlich der BNetzA-Konsultation zur Datenerhebung für die Ermittlung des Xgen (BK4-22-084) hat der BDEW dieses Thema aufgegriffen und den Vorschlag unterbreitet, einen sachgerechten Deflator mittels einer zusätzlichen Abfrage der Netzentgelte und der Jahresarbeit an Letztverbraucher bestimmen zu können.

Nachdem die Bundesnetzagentur dieser Empfehlung nicht entsprochen hatte, hat PwC im Rahmen des BMT-Datenpool-Projekts eine Netzentgeltabfrage bei den Netzbetreibern vorgenommen (Abdeckungsgrad von 80 % der Umsatzerlöse) und einen umfassenden Deflator, der auch die Netzebenen der oberen Spannungsebenen berücksichtigt, auf mehreren Abnahmefällen je Spannungsebene (Eurostat, Destatis und VDE) beruht sowie unterjährige Anpassungen der Netzentgelte einbezieht, berechnet. Aufgrund dieser Vorteile stellen die bei den Netzbetreibern abgefragten Netzentgelte - verglichen mit den Monitoring-Netzentgelten - eine deutlich überlegene Alternative für die Preisbereinigung der Umsatzerlöse dar, ohne dass hiermit relevanter zusätzlicher Aufwand verbunden wäre für die BNetzA. Die Anwendung der hieraus resultierenden gewichteten durchschnittlichen Netzentgelte als Deflatoren führt zudem in allen drei Fällen zu deutlich niedrigeren Werten als dem konsultierten Xgen in Höhe von 0,91 % (Spannbreite -0,21 % bis 0,18 %).

Nach Auffassung der BNetzA müssen Kundengruppen der höheren Spannungsebenen jedoch nicht berücksichtigt werden, da sie im Regelfall nicht die Standardnetzentgelte, sondern nur die weniger stark gestiegenen Sondernetzentgelte i. S. d. § 19 Abs. 2 StromNEV in Rechnung gestellt bekommen. Dieses Argument kann zum einen nur für denjenigen Anteil der Letztverbraucher auf höheren Spannungsebenen gelten, die tatsächlich Sondervertragskunden darstellen und zum anderen kann dieses Argument

nur dann gelten, wenn der um Umlagen bereinigte Umsatz in der Position B.1.3 auch um die Position G.2.4 bereinigt wurde. Zudem gibt die Beschlusskammer eine Prognose für die Jahre 2024 bis 2028 ab. Die Beschlusskammer selbst hat aber ein Eckpunktepapier zu Industrieentgelten vorgestellt noch vor Eröffnung der Xgen Strom Konsultation, mit dem sie inmitten dieser 4. Periode das System der Netzentgeltreduzierungen auf den höheren Spannungsebenen komplett umbaut (mit Wirkung ab 2026). Dieselbe Beschlusskammer argumentiert damit als für die 4. Periode eine für die Netzbetreiber nachteilige Nichtberücksichtigung höherer Spannungsebenen im Rahmen des Xgen Strom mit einem Befreiungssystem für Netzentgelte, dass sie selbst mit Wirkung ab 2026 (d.h. für dann für 3 der 5 Jahre der 4. Periode) abschaffen will.

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

Die Auswertungen des BDEW zeigen darüber hinaus, dass auch auf die Netzebenen oberhalb der Mittelspannung nicht vernachlässigbare Letztverbrauchermengen entfallen.

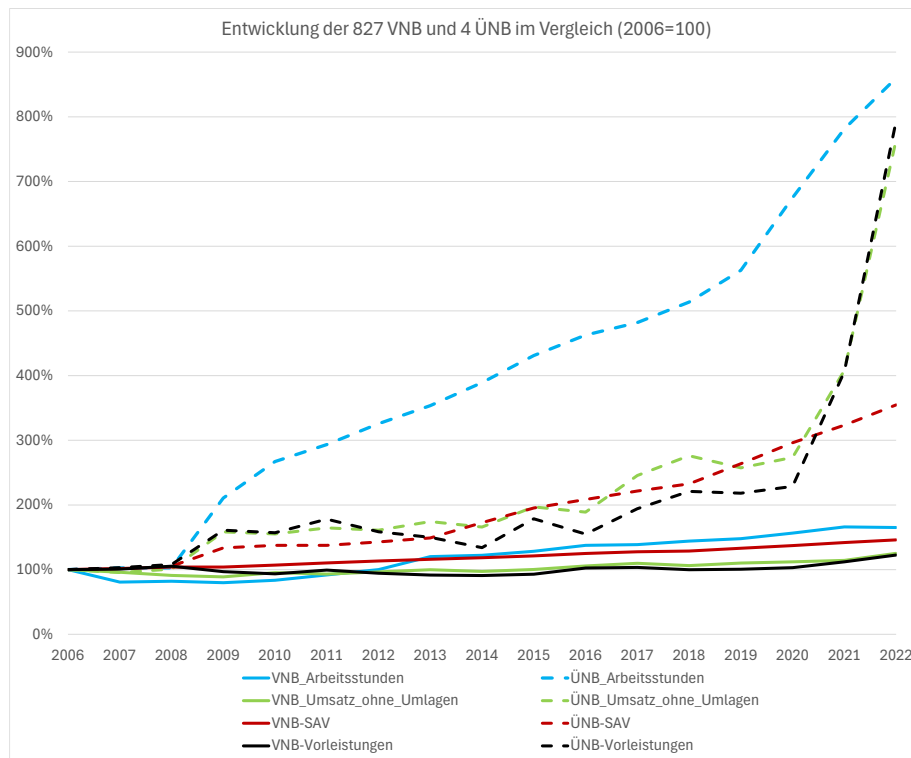
**Forderung:** Es muss ein sachgerechter Deflator verwendet werden, der nicht die deutlichen Schwächen des Monitoringnetzentgelt-Indexes aufweist.

#### **4 Strukturell nicht vergleichbare Übertragungsnetzbetreiber dürfen im Rahmen der Xgen-Bestimmung nicht zu nachteiligen Ergebnissen zu Lasten der übrigen Netzbetreiber führen**

Wie bei den individuellen Effizienzvorgaben  $X_{ind}$  muss auch beim Xgen die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit für die Netzbetreiber sichergestellt werden. Ein zu hoher Xgen verhindert die notwendige Weitergabe von steigenden Beschaffungskosten und führt somit zu zusätzlichen Kostensenkungsvorgaben sowie Ergebniseinbußen.

Bei der Ermittlung des Malmquist-Xgen wird auf die Effizienzvergleichsdaten der Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren abgestellt. Um den Vorgaben des §21a Abs. 1 EnWG zu genügen, werden zudem Ausreißeranalysen durchgeführt. Hierbei dienen die Ausreißeranalysen dazu, statistische Auffälligkeiten zu erkennen und zu verhindern, dass durch solche Auffälligkeiten die Ergebnisse verzerren.

Im Gegensatz dazu werden bei der Ermittlung des Törnqvist-Xgen die Daten von 831 Netzbetreibern (Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren, Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren, Übertragungsnetzbetreiber) herangezogen. Hierbei erfolgt allerdings keine Ausreißerbereinigung. Dies ist insoweit überraschend, da große Netzbetreiber mit auffälligen Datenentwicklungen im Datensatz verblieben sind, die einen starken Einfluss auf die Ergebnisse des Törnqvist-Xgen entfalten. Hierbei handelt es sich um die Gruppe der 4 ÜNB: Die 4 ÜNB machen nur 0,5 % der im Törnqvist-Xgen berücksichtigten Netzbetreiber aus. Die ÜNB weisen hinsichtlich der Entwicklung des Outputs und der Entwicklung der Inputfaktoren (Arbeitsstunden, Sachanlagevermögen, Vorleistungen) im Zeitraum 2006-2023 eine gänzlich andere Entwicklung auf als die Gruppe der 827 Verteilernetzbetreiber (siehe Abbildung). Wären Auffälligkeits- oder Ausreißeranalysen durchgeführt worden, wäre diese Gruppe der Netzbetreiber als Ausreißer identifiziert worden.



Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass sich im Zeitverlauf 2006-2022 bei den ÜNB die geleisteten Arbeitsstunden, der um Umlagenbestandteile bereinigten Umsatz und die Vorleistungen (Aufwendungen für RHB, Aufwendungen für bezogene Leistungen sowie Sonstige betriebliche Aufwendungen) verachtfacht bzw. verneunfacht haben, wohingegen die vergleichbaren Werte bei den VNB lediglich um 25 % (Umsatz und Vorleistungen) bzw. 65 % (Arbeitsstunden) ansteigen. **Auch das im Törnqvist-Index berücksichtigte Sachanlagevermögen (SAV) entwickelt sich bei den ÜNB und den VNB unterschiedlich: während sich das gesamte SAV bei den ÜNB im Zeitverlauf mehr als verdreifacht hat, ist es bei allen VNB lediglich um 46 % angestiegen.**

Auch die Bundesnetzagentur selbst sieht im Eckpunktepapier Netze.Effizient.Sicher.Transformiert. vom 18.01.2024, die bisherige und insbesondere auch die künftige Entwicklung der Übertragungsnetzbetreiber als nicht vergleichbar mit den übrigen Netzbetreibern und führt den Prozess zur Weiterentwicklung der Regulierungssystematik für die ÜNB in einem separaten Format.

Bereits der BGH hat in seinem Urteil EnVR 43/22 vom 26.09.2023 entschieden, dass die Bundesnetzagentur die bei der Wahl der Methode zustehenden Spielräume so auslegen muss, dass Unternehmen mit besonderen Netzstrukturen (also Unternehmen, bei denen die Netzstruktur erheblich von der Struktur der übrigen Unternehmen abweicht), nicht zu einer Schlechterstellung der anderen Netzbetreiber führen dürfen (Rz 43 und 50). Auch bei den ÜNB handelt es sich um Unternehmen mit einer spezifisch zu erbringenden Versorgungsaufgabe, deren besondere Entwicklung der in die Törnqvist-Berechnung einfließenden Inputs und Outputs (ÜNB-Sondereffekte) zu einer Schlechterstellung aller anderen Netzbetreiber führt: Würden die ÜNB infolge einer Ausreißeranalyse aus dem Datensatz für die Berechnung herausgenommen, ergibt sich ein Törnqvist-Xgen für VNB in Höhe von 0,52 %, der sich gegenüber den zuvor im Törnqvist errechneten Wert von 1,20 % mehr als halbiert. Durch die Identifizierung der 4 ÜNB als Ausreißer und dem vom BGH in der vorgenannten Rechtsprechung statuierten Grundsatz, dass eine einzelne kleine Gruppe von atypischen Netzbetreibern nicht zu negativen Vorgaben für das Gros der verbleibenden Netzbetreiber

führen darf, folgt, dass ein einheitlicher Xgen Strom für ÜNB und VNB nicht mehr erfolgen darf, zumindest eine Bereinigung entsprechend des VNB Wertes zwingend erfolgen muss. Nach den sehr eindeutigen Vorgaben des BGH ist somit ein verzerrender Einfluss der ÜNB auf den Törnqvist-Xgen sicher auszuschließen.

Nach den Vorgaben des BGH sind Auffälligkeits- und Ausreißeranalysen auch bei Törnqvist-Berechnung mit aller Sorgfalt durchzuführen. Die Gruppe der 4 ÜNB zeigt hinsichtlich der Entwicklung der Output- und Inputfaktoren vom Rest der 827 Verteilernetzbetreibern **gänzlich abweichende Entwicklungen, die auf ÜNB-Sondereffekte zurückzuführen sind**. Eine Ableitung eines Törnqvist-Xgen unter Einbezug der 4 ÜNB ist demnach mit Blick auf die vorgenannte jüngste BGH-Rechtsprechung ohne Korrekturen zugunsten der VNB nicht mehr zulässig. Denn die Sondereffekte der 4 ÜNB sind nicht repräsentativ für die Produktivitätsentwicklung von 99,5 % der Netzbetreiber und mit dem Einbezug der ÜNB keine Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit für die Verteilernetzbetreiber sichergestellt werden kann.

Die Relevanz des Xgen für die VNB ist dimensionell deutlich höher als für die Xgen. D.h. die Wertverschlechterung für 99,5% der betroffenen Netzbetreiber (VNB) wirkt relativ deutlich stärker verschlechternd für die VNB als eine dadurch bedingte Wertverbesserung für die ÜNB durch gemeinsame Bestimmung wirkt. Es bestehen keine Bedenken, dass im Wege einer „Best of“-Betrachtung die ÜNB an dem korrekten Wert der VNB partizipieren.

**Forderung:** Analog zum Malmquist-Xgen ist der Törnqvist-Xgen lediglich auf Basis der Verteilernetzbetreiber zu bestimmen. Der so ermittelte Xgen ist dann auf alle Stromnetzbetreiber anzuwenden.

## 5 Datenprobleme Malmquist müssen behoben werden

Für die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode müssen in der Malmquist-Methode die Parameter der zu vergleichende Datenpunkte (Überkreuzparameter) für die jeweiligen Effizienzvergleichsmodele und in der jeweiligen Parameterdefinition der beiden Vergleichspunkte erhoben werden. Aufgrund von Definitionsänderungen wurden die Anschlusspunkte über die Zeit nicht einheitlich erhoben. In einzelnen Fällen basieren daher die Anschlusspunktangaben bei Überkreuzvergleichen auf unterschiedlichen Datendefinitionen – die durch die Definitionsabweichung resultierende Parameterveränderung zwischen zwei Datenpunkten wird somit als Produktivitätsveränderung gemessen, die real aber nicht existiert:

- Tabellenblatt RP12 / Parameter y1\_Conn: Die Anschlusspunkte des Jahres 2006 sowie des Jahres 2011 wurden nicht nach derselben Definition erhoben.
- Tabellenblatt RP12 / Parameter y2\_Conn: Die Anschlusspunkte des Jahres 2006 sowie des Jahres 2011 wurden nicht nach derselben Definition erhoben.
- Tabellenblatt RP23 / Parameter y2\_Conn: Die Anschlusspunkte des Jahres 2011 sowie des Jahres 2016 wurden nicht nach derselben Definition erhoben.

Für Details verweisen wir auf unsere netzbetreiberindividuellen Stellungnahmen zur Plausibilisierung der Malmquist Daten für den Produktivitätsfaktor Strom 4 RP vom August 2023. Die auf veränderten Datendefinitionen beruhenden Parameteränderungen sind aus dem Überkreuzvergleich zu eliminieren.

**Forderung:** Es ist sicherzustellen, dass bei den Überkreuzvergleichen nur Parameter mit einheitlichen Definitionen einbezogen werden.

## 6 Vergleichbarkeit von E.ON-Netzbetreibern zwischen RP2 und RP3 muss hergestellt werden

Bei der Malmquist-Methode werden netzbetreiberspezifische Daten aus den BNetzA-Effizienzvergleichen verwendet und die Effizienzveränderungen zwischen zwei Vergleichspunkten (Basisjahre) ermittelt. Hierbei sind nur Netzbetreiber heranzuziehen, die zwischen den beiden Datenpunkten periodenübergreifend zuordenbar sind. Allerdings sind im Datensatz RP23 Netzbetreiber als zuordenbar identifiziert worden, die unserer Ansicht nicht vergleichbar sind.

Im Jahr 2014 wurde der reine Hochspannungsnetzbetreiber E.ON Netz GmbH (10003254) mit rund 22.000 km HS-Leitungslänge aufgelöst und der Anlagenbestand zu ungleichen Teilen auf die drei Netzbetreiber Bayernwerk Netz GmbH (10010463), Schleswig-Holstein Netz AG (10003299) und Avacon Netz GmbH (10010461) übertragen. Eine strukturelle Vergleichbarkeit der drei Netzbetreiber Bayernwerk Netz GmbH (10010463), Schleswig-Holstein Netz AG (10003299) und Avacon Netz GmbH (10010461) zwischen dem Datenpunkt RP2 (Basisjahr 2011 mit einem äußerst geringen Bestand an HS-Leitungslänge vor der Auflösung der E.ON Netz GmbH) und dem Datenpunkt RP3 (Basisjahr 2016 mit einem hohen Bestand an HS-Leitungslänge nach Auflösung der E.ON Netz GmbH) ist aufgrund der Übertragung des HS-Anlagenbestands im Jahr 2014 und somit der Nichtvergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe zwischen RP2 und RP3 nicht mehr gegeben.

**Forderung:** Um eine Verzerrung des Malmquist-Xgen aus der Übertragung des HS-Anlagenbestands und die damit verbundene strukturelle Nichtvergleichbarkeit zwischen RP2 und RP3 zu vermeiden und eine Vergleichbarkeit zwischen den beiden Datenpunkten RP2 und RP3 herzustellen, müssten aus unserer Sicht entweder

- neben dem Netzbetreiber 10003254 E.ON Netz GmbH auch alle drei Netzbetreiber Bayernwerk Netz GmbH (10010463), Schleswig-Holstein Netz AG (10003299) und Avacon Netz GmbH (10010461) aus dem Datensatz RP23 ausgeschlossen werden (Kennzeichnung „kz Keine Zuordnung möglich“) oder alternativ
- im Datenstand der RP2 eine Aggregation der Netzbetreiber 10003254 E.ON Netz GmbH, 10003299 Schleswig-Holstein Netz AG, 10000925 E.ON Avacon AG – Niedersachsen und 10001041 E.ON Bayern AG zu einem zusammengefassten Netzbetreiber vorgenommen werden, welcher in der Malmquist-Berechnung einem aggregierten Netzbetreiber im Datenstand der RP3 gegenübergestellt wird, der aus den Netzbetreibern 10003299 Schleswig-Holstein Netz AG, 10010461 Avacon Netz GmbH und 10010463 Bayernwerk Netz GmbH gebildet wird.

**7 Fazit**

Konkret ist es im Festlegungsentwurf nicht gelungen, eine auf Vergangenheitsdaten basierende, sachgerechte Prognose abzuleiten, die für die Jahre 2024-2028 angewandt werden könnte. Vielmehr zeigen aktuelle Entwicklungen, dass sich wesentliche Prognosewerte bislang nicht bestätigt haben und auch die nun von der Bundesnetzagentur hinsichtlich Stützintervall, Deflator, Einbezug der strukturell nicht vergleichbaren Übertragungsnetzbetreiber getroffenen Prämissen unplausibel sind. Angesichts der Herausforderungen der Energiewende erwarten wir nicht, dass künftige Produktivitäts- und Inputpreisentwicklungen des Netzbereichs die Festlegung eines Xgen über 0 % rechtfertigen.

Für Fragen zu unserer Stellungnahme stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

E.ON SE

