

Stellungnahme

Produktivitätsfaktor Strom

BNetzA-Konsultation (BK4-18-056)
zur Festlegung des generellen sektoralen
Produktivitätsfaktors („X Generell“) für Betreiber
von Elektrizitätsversorgungsnetzen

Berlin, 9. November 2018

Inhalt

1. Zusammenfassung	3
2. Hintergrund	5
3. Grundlagen und Wirkungsweise des Xgen	5
3.1. Methodische Grundlagen	5
3.2. Rechtliche Grundlagen	6
3.3. Anpassung von Erlösobergrenzen mit VPI und Xgen	6
3.4. Branchenvergleich und internationaler Vergleich	7
3.5. Anforderungen an die Festlegung des Xgen	8
4. Anmerkungen zur Umsetzung der Törnquist-Methode	10
4.1. Vorgehen BNetzA und Ergebnisse	10
4.2. Stützintervall 2006-2017 liefert keine validen und robusten Ergebnisse	11
4.3. Verzerrte Deflationierung der Umsatzerlöse	12
4.4. Alternative Verwendung physischer Outputs	16
4.5. Effekte der Mehrerlösabschöpfung bereinigen	17
4.6. Konzessionsabgabe bereinigen	18
4.7. Bereinigung von BilRUG-Effekten	19
4.8. Korrektur Personalkostenindex	19
4.9. Realistische Abbildung von Fremdkapitalzinsen	19
4.10. Inflationierung von Abschreibungen	20
5. Anmerkungen zur Umsetzung der Malmquist-Methode	21
5.1. Bewertung Datengrundlage	21
5.2. Ausreißeranalysen	22
5.3. Doppelte Berücksichtigung sinkender Eigenkapitalzinsen	22
5.4. Bewertung Ergebnisse	24
6. Anmerkungen zur Residualmethode	24
7. Anmerkungen zur Ableitung des Xgen	25
7.1. Bewertung des BNetzA-Vorgehens	25
7.2. Hinweise zur Plausibilisierung	26
7.3. Besonderheiten des Stromnetzbetriebs	27

1. Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 19. Oktober 2018 die Konsultation zur Festlegung der sektoralen Produktivitätsvorgabe („Xgen“) für Stromnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode (2019 bis 2023) eröffnet. Gemäß dem Beschlussentwurf hat die BNetzA eine Bandbreite für den Xgen von 1,36 % bis 1,82 % errechnet.

Der Xgen soll anhand von Vergangenheitsdaten eine Prognose vornehmen, wie sich die Produktivität und die Einstandspreise der Stromnetzbetreiber im Zeitraum 2019 bis 2023 in Relation zur Gesamtwirtschaft entwickeln werden. Hierzu hat die BNetzA zwei unterschiedliche Methoden verwendet, die zu deutlich abweichenden Ergebnissen führen.

Mit der **Törnquist-Methode** und den von allen Stromnetzbetreibern für den Zeitraum 2006 bis 2017 erhobenen Daten ermittelt die BNetzA einen Xgen von **1,82 %**. Dieser sehr hohe Wert wird stark beeinflusst durch Einzeleinflüsse, insbesondere von einem auffälligen Produktivitätssprung 2006-2007. Nach 2010 stabilisiert sich der Xgen auf niedrigem Niveau.

Mit der **Malmquist-Methode** und den Daten aus den Effizienzvergleichen der Stromverteilnetzbetreiber ermittelt die BNetzA einen Xgen von 1,1 % für den Zeitraum 2006 bis 2011, der dann im Zeitraum 2011 bis 2016 auf 1,62 % deutlich steigt. Über den Gesamtzeitraum 2006 bis 2016 ergibt sich daraus ein gemittelter Xgen von **1,36 %**.

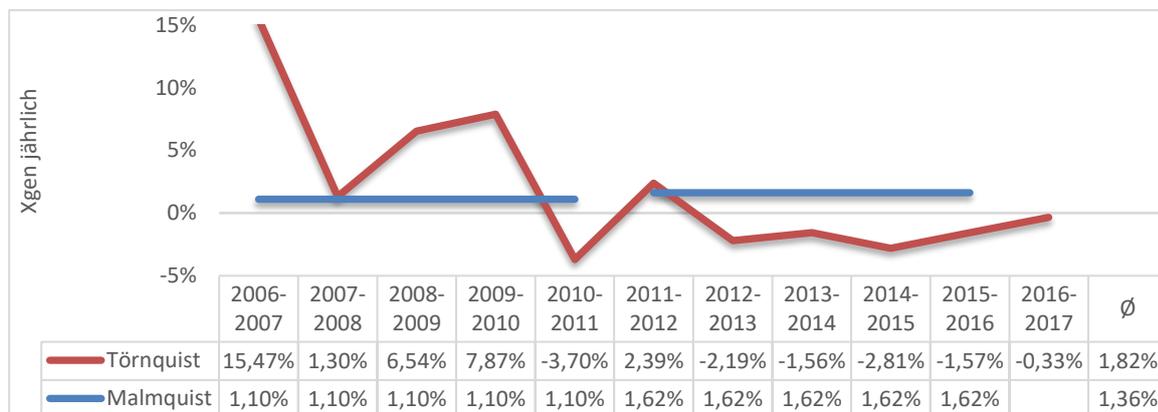


Abbildung: Vergleich der BNetzA-Ergebnisse Xgen Strom

Folgende Aspekte verdeutlichen, dass die ermittelten **Ergebnisse nicht plausibel** sind:

- Die Methoden ermitteln **entgegengesetzte Trends**: Während bei Törnquist der Xgen im Zeitablauf sinkt, steigt er bei Malmquist stark an.
- Törnquist: Durch die Einbeziehung des **Ausreißerjahres 2006** wird das Ergebnis massiv und ungerechtfertigt zulasten der Netzbetreiber verzerrt. Betrachtet man aktuellere Zeiträume, werden deutlich niedrigere und sogar negative Xgen-Werte ermittelt.
- Törnquist: Das Ergebnis wird maßgeblich davon geprägt, wie Outputs erfasst werden. Für die Ermittlung **preisbereinigter Umsatzerlöse** wurden ungeeignete **Deflatoren** herangezogen. Erfolgt die Deflationierung mit belastbareren Zeitreihen des statistischen Bundesamtes, oder wird ein alternativer Ansatz mit physischen Outputs umgesetzt, ergeben sich nur noch deutlich niedrigere und sogar negative Xgen-Werte.

- Malmquist: Aus einer notwendigen Korrektur **fehlerhafter Daten** und Umsetzung der ARegV-**Sicherheitsmechanismen** für Effizienzvergleiche resultieren deutlich niedrigere Ergebnisse. Der Anstieg im Zeitablauf lässt sich nicht auf eine Produktivitätsverbesserung zurückführen, sondern auf eine fehlerhafte Doppelberücksichtigung sinkender **Eigenkapitalzinsen**.

Die von der BNetzA ermittelten Ergebnisse sind somit deutlich zu hoch und ergeben in der Gesamtbetrachtung keine plausible Bandbreite. Aus Sicht des BDEW ist mit den vorhandenen Daten eine belastbare Herleitung eines Xgen größer null nicht möglich.

Zur Korrektur der identifizierten Fehler und Schwachstellen des Festlegungsentwurfs bringt der BDEW mit dieser Stellungnahme eine Reihe umsetzbarer und begründeter Vorschläge ein. Die BDEW-Stellungnahme wird ergänzt durch ein **Kurzgutachten von Oxera**, in welchem mit alternativen Ansätzen methodisch nachgewiesen wird, dass nur deutlich geringere Produktivitätspotenziale der Stromnetzbetreiber plausibel sind.

Parallel erfolgten Analysen zu den verwendeten Daten, zur Methodik und zu den Ergebnissen im Rahmen des von BDEW, Geode und VKU begleiteten **BMT-Datenpools** durch Polynomics AG und PwC PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft. Die Ergebnisse wurden den am Datenpool-Projekt teilnehmenden Unternehmen zur Verfügung gestellt und stützen die Bewertungen des BDEW.

Der konsultierte Xgen ist auch im Vergleich zu dem **Xgen für Gasnetzbetreiber (0,49 %)** und im Vergleich mit anderen Branchen sowie mit Netzbetreibern im Ausland unplausibel hoch.

Eine Prognose der Produktivitätsentwicklung darf nicht alleine auf Vergangenheitswerten beruhen, sondern muss auch die anstehenden **Herausforderungen** betrachten. Zu nennen sind hier die Stichworte Energiewende, Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Flexibilisierung, Digitalisierung, Smart Grids, Innovationen, Sektorkopplung, Elektromobilität, Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität. Aber auch Effekte wie der aktuelle Wirtschaftsboom mit entsprechenden Preissteigerungen spielen hier eine Rolle. Die von der BNetzA erwarteten Produktivitätssteigerungspotenziale sind auch deshalb unrealistisch.

Bei der Festlegung des Xgen müssen unrealistische Erwartungen zu Kostensenkungen durch technologischen Fortschritt vermieden werden. Ein zu hoher Xgen verlangt von Stromnetzbetreibern, steigende Kosten (u. a. für Fremdleistungen und Personal) durch zusätzliche Einsparmaßnahmen zu kompensieren oder deutliche Ergebniseinbußen hinzunehmen. Hierdurch wird jeder engagierten Investitions- und Innovationstätigkeit in Zeiten der Energiewende mit ihren unzähligen unbewältigten Herausforderungen die Luft abgeschnürt.

2. Hintergrund

Für Netzbetreiber werden von den Regulierungsbehörden Erlösobergrenzen auf Basis geprüfter Kosten und netzbetreiberindividueller Effizienzvorgaben („X Individuell“) festgelegt. Zusätzlich wird eine generelle sektorale Produktivitätsvorgabe („X Generell“, nachfolgend Xgen) angewendet, um Kostenänderungen durch veränderte Einstandspreise und Produktivitätsveränderungen bereits während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen. Da die gesamtwirtschaftliche Änderung von Einstandspreisen (z. B. Tarifverträge, Beschaffungspreise für Material und Dienstleistungen) und Produktivität (z. B. durch technologischen Fortschritt) bereits über den Verbraucherpreisindex in die Erlösobergrenzen einfließt, soll der Xgen nur die Abweichung der Netzwirtschaft von der Gesamtwirtschaft prognostizieren.

Vor Beginn einer Regulierungsperiode ist der Xgen durch die BNetzA festzulegen. Zur Methodik der Berechnung hatte die BNetzA ein [WIK-Gutachten](#) erstellen lassen und eine [Marktkonsultation](#) durchgeführt. Der BDEW hat hierzu eine [Stellungnahme](#) und ein [Gutachten von Oxera](#) eingereicht. Für die 2018 gestartete dritte Regulierungsperiode der Gasnetzbetreiber hat die BNetzA bereits einen Xgen in der Höhe von 0,49 % [festgelegt](#). In dem Festlegungsverfahren Gas hat sich der BDEW mit mehreren [Stellungnahmen](#) eingebracht.

Zur Festlegung des Xgen für die 2019 startende dritte Regulierungsperiode der Stromnetzbetreiber führt die BNetzA derzeit ein Konsultationsverfahren durch. Für die Umsetzung der Törnquist-Methode mussten alle Stromnetzbetreiber bis zum 31. Mai 2018 umfangreiche Daten für den Zeitraum 2006 bis 2017 abgeben. Für die Berechnungen mit der Malmquist-Methode hat die BNetzA die Daten aus den bisher drei Effizienzvergleichen der Stromverteilnetzbetreiber genutzt. Zusätzlich mussten Stromverteilnetzbetreiber im regulären Verfahren bis zum 29. Juni 2018 Daten für eine ergänzende Erhebung abgeben.

Die BNetzA hat am 19. Oktober 2018 den Festlegungsentwurf und die für die Törnquist-Methode verwendeten aggregierten Daten, ein Törnquist-Tool sowie die für die Malmquist-Methode verwendeten unternehmensspezifischen Daten (teilweise geschwärzt) und die Malmquist-Programmcodes [veröffentlicht](#). Aufgrund der späteren Veröffentlichung wurde die Stellungnahmefrist vom 7. auf den 9. November 2018 verlängert.

3. Grundlagen und Wirkungsweise des Xgen

3.1. Methodische Grundlagen

Grundprinzip der Anreizregulierung für Strom- und Gasnetzbetreiber ist die zeitweilige Entkopplung der Erlöse eines Netzbetreibers von seinen Kosten. Hierzu wird von den Regulierungsbehörden eine Erlösobergrenze („Budget“) für fünf Jahre unter Berücksichtigung der Kosten im Basisjahr und individueller Effizienzvorgaben („X Individuell“) festgelegt.

Eine starre Erlösobergrenze würde es den Netzbetreibern nicht erlauben, Preissteigerungen z. B. für Löhne, Dienstleistungen oder Material in den Netzentgelten abzubilden. Deshalb werden die Kosten des Basisjahres innerhalb der Regulierungsperiode mit dem Verbraucherpreisindex (VPI) und dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF bzw. Xgen) angepasst. Hierbei stellt der Xgen einen Korrekturterm für den VPI dar, da dieser nicht die Kosten-

veränderungen im Netzbetrieb wiedergibt. Die Entwicklung der effizienten Kosten des Netzbetriebs kann höher oder niedriger als der VPI sein, da die Produktivität und die Einstandspreise der Netzwirtschaft sich abweichend von der Gesamtwirtschaft entwickeln können.

Als Korrekturgröße für den VPI kann der Xgen daher sowohl einen positiven als auch einen negativen Wert annehmen. Ein Xgen größer null impliziert, dass die Produktivitätsentwicklung in der Netzwirtschaft höher ist als in der Gesamtwirtschaft und/oder dass die Preissteigerungen von Löhnen, Material und Kapitaleinsatz in der Netzwirtschaft unter denen der Gesamtwirtschaft liegen. Wenn die Produktivitätsentwicklung in der Netzwirtschaft geringer ist als in der Gesamtwirtschaft und/oder wenn die Einstandspreisentwicklung in der Netzwirtschaft höher ist als in der Gesamtwirtschaft, wäre der Xgen negativ.

Der nun festzulegende Xgen prognostiziert somit, wie sich in der 3. Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 die Veränderung der effizienten Netzkosten von der Veränderung der Verbraucherpreise unterscheidet und gibt die prognostizierte Kostenänderung bereits während der Regulierungsperiode an die Netznutzer weiter.

3.2. Rechtliche Grundlagen

Der Xgen berechnet sich gemäß § 9 ARegV aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung:

$$\text{Xgen} = \{ \text{Produktivitätsfortschritt}_{\text{Netz}} - \text{Produktivitätsfortschritt}_{\text{Gesamtwirtschaft}} \} \\ + \{ \text{Einstandspreisentwicklung}_{\text{Gesamtwirtschaft}} - \text{Einstandspreisentwicklung}_{\text{Netz}} \}$$

Der Ordnungsgeber hat den Xgen auf 1,25 % in der ersten und 1,5 % in der zweiten Regulierungsperiode festgelegt. Die BNetzA muss den Xgen vor Beginn der dritten Regulierungsperiode erstmals selbst nach Maßgabe von Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, ermitteln. Die Ermittlung hat unter Einbeziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren zu erfolgen.

3.3. Anpassung von Erlösobergrenzen mit VPI und Xgen

Der Xgen führt, wie oben beschrieben, zu einer jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze aus dem Basisjahr. Die folgende Abbildung zeigt die kumulierte Wirkung von Inflationsausgleich (VPI) und Xgen (PF) in der zweiten Regulierungsperiode (2014 bis 2018): Der Anpassungsfaktor (VPI-PF), bezogen auf die Kosten im Basisjahr (Strom: 2011), führte ab 2016 zu einem Schrumpfen der Erlösobergrenzen.

Nicht nur, dass die Netzbetreiber die tatsächlich deutlich gestiegenen Beschaffungskosten (für Personal, Tiefbauleistungen usw.) nicht an die Kunden weitergeben konnten, sie mussten die Erlösobergrenze sogar noch deutlich nach unten anpassen. Durch die Anwendung des

Xgen wurde den Netzbetreibern kumuliert über die erste und zweite Regulierungsperiode (2009 bis 2018) keine Preissteigerung erlaubt.¹

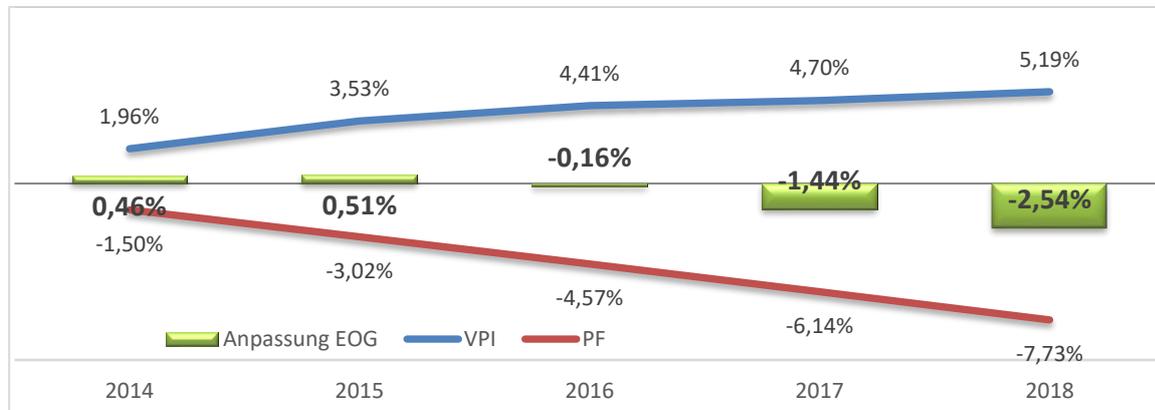


Abbildung: Kumulierte Wirkung von Inflationsausgleich (VPI) und Xgen (PF) auf die Erlösobergrenzen (EOG) in der 2. Regulierungsperiode

Der für die erste und zweite Regulierungsperiode sehr hoch festgelegte Xgen wurde mit dem Abbau von Monopolrenditen zu Beginn der Anreizregulierung begründet. Diese Übergangsphase ist mittlerweile jedoch abgeschlossen und die BNetzA ist aufgefordert, den Xgen so zu bestimmen, dass er den energiewirtschaftlichen Gegebenheiten auch tatsächlich entspricht.

3.4. Branchenvergleich und internationaler Vergleich

Ein Vergleich zu anderen Branchen verdeutlicht, dass die konsultierten Xgen-Werte die Vergangenheit nicht realistisch abbilden und nicht auf die Zukunft übertragbar sind. In dem Zeitraum von 2006 bis 2017 haben sich für die meisten Wirtschaftsbereiche in Deutschland die Preise deutlich erhöht, trotz Produktivitätssteigerungen und Wettbewerbsdruck. Nur wenige Sektoren mit außerordentlichem Produktivitätswachstum konnten auf Preiserhöhungen verzichten (z. B. Datenverarbeitungsgeräte). Ein moderater Preisanstieg zeigt sich bei Branchen mit sinkenden Einkaufspreisen (z. B. Energieversorgung wegen Preisverfall an Strombörse). Ein Großteil der anderen Branchen hat deutlich höhere Preisanstiege realisiert.

Für Netzbetreiber werden die Kosten des Basisjahres mit der Differenz aus VPI und Xgen (VPI-Xgen) als zulässige Preissteigerung fortgeschrieben. Mit den von der BNetzA für 2006-2017 ermittelten Werten für den VPI (1,39 %) und dem Törnquist-Xgen (1,82 %) bzw. dem Malmquist-Xgen (1,36 %) würden sich für Stromnetze in diesem Zeitraum lediglich zulässige Preissteigerungen in Höhe von -0,43 % (Törnquist) bzw. +0,03 % (Malmquist) ergeben.

¹ Vgl. Oxera-Gutachten vom 06.02.2017

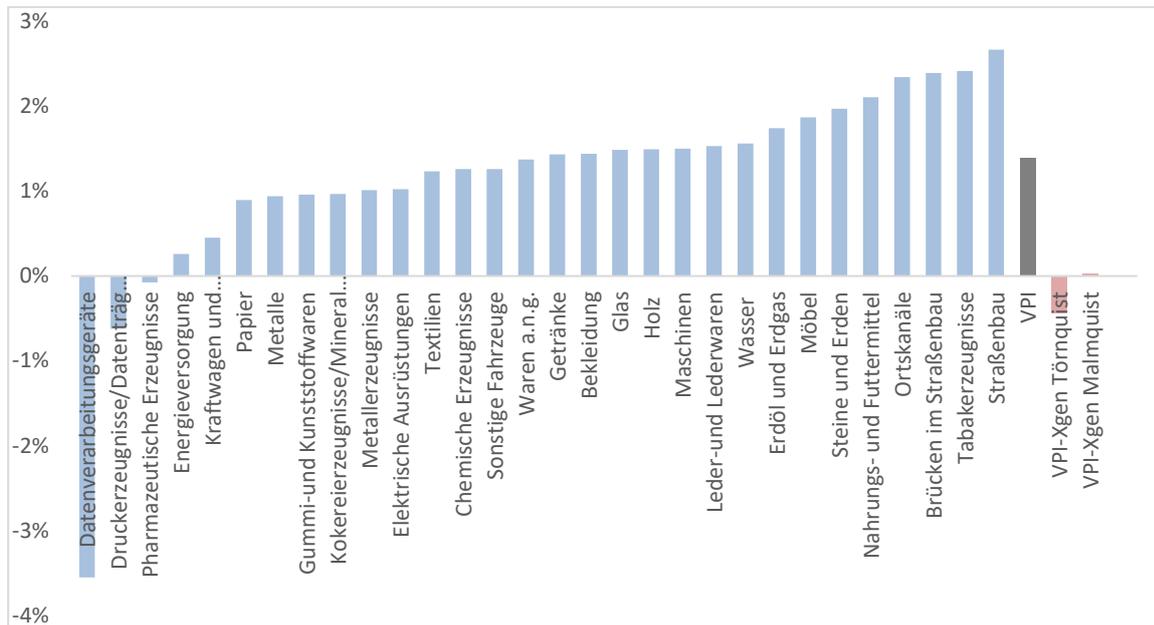


Abbildung: Vergleich Preissteigerung (Jahresdurchschnitt 2006-2017) verschiedener Wirtschaftszweige mit VPI und von BNetzA berechnete Preissteigerung Stromnetz (VPI-Xgen)

Mit dem konsultierten Xgen stellt die BNetzA die Betreiber von Stromnetzen auf eine gleiche Stufe wie die Computerindustrie, obwohl ohne vergleichbare technische Neuerungen und mit sehr langlebigen Investitionsgütern keine vergleichbare Produktivitätsentwicklung zu erwarten ist. Der Netzbetrieb ist aber eher mit der Bauindustrie (z. B. Straßenbau) strukturell vergleichbar. Bereits dieser Vergleich zeigt: Die konsultierten Xgen-Werte sind deutlich zu hoch.

Auch im internationalen Vergleich sind deutsche Netzbetreiber benachteiligt, da im Ausland häufig auf generelle Produktivitätsvorgaben verzichtet wird oder diese nicht simultan angewendet werden (keine Kombination mit individuellen Effizienzvorgaben und Frontier-Ansatz, keine Anwendung auf die Gesamtkosten CAPEX+OPEX). Dies wird belegt durch Studien von CEER², E-Bridge³ und Eurelectric⁴. In Deutschland hingegen sind Netzbetreiber sowohl mit individuellen Effizienzvorgaben (X Individuell) als auch mit einem hohen Xgen konfrontiert.

3.5. Anforderungen an die Festlegung des Xgen

Aus Sicht des BDEW muss eine Festlegung des Xgen folgende Anforderungen erfüllen:

- Die Ermittlung des Xgen muss robust, plausibel und transparent sein. Schwächen der Methoden oder der Daten dürfen nicht zu direkten oder indirekten Nachteilen für Netzbetreiber führen.
- Der Xgen muss sachgerecht die Entwicklung der Netzkosten prognostizieren und darf nicht regulatorische Einflüsse fehlinterpretieren.

² CEER Report on Investment Conditions in European Countries, 24. Januar 2017

³ E-Bridge, Internationale Regulierungssysteme, Bericht für die Bundesnetzagentur

⁴ Eurelectric, Electricity Distribution Investments: What Regulatory Framework do we need?

- Wie bei den individuellen Effizienzvorgaben muss auch beim Xgen die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit für die Netzbetreiber sichergestellt werden.
- Der Xgen korrigiert die mit dem VPI berücksichtigte Inflationsrate und ist in seiner Gesamtwirkung zu beurteilen. Ein zu hoher Xgen verhindert die notwendige Weitergabe von steigenden Beschaffungskosten und führt somit zu zusätzlichen Kostensenkungsvorgaben sowie Ergebniseinbußen.
- Anforderungen aus der Energiewende sowie externe Vorgaben limitieren künftige Produktivitätspotentiale der Netzbetreiber erheblich und müssen bei der Festlegung auf Basis vergangenheitsbasierter Analysen zusätzlich Berücksichtigung finden.

Der vorliegende Festlegungsentwurf der BNetzA wird diesen Anforderungen in wesentlichen Einzelementen und in der Gesamtbetrachtung nicht gerecht.

4. Anmerkungen zur Umsetzung der Törnquist-Methode

4.1. Vorgehen BNetzA und Ergebnisse

Beim Törnquist-Index wird die Produktivität als Verhältnis von Output zu Input gemessen. Grundsätzlich sollen dabei reale Mengengrößen (z. B. Arbeitsstunden) verwendet werden. Eine an sich ohne Weiteres mögliche und genauere direkte Abbildung des Outputs mit physikalischen Größen (z. B. Jahresarbeit, Jahreshöchstlast) hat die BNetzA im Vorfeld der Konsultation verworfen.

Die BNetzA hat stattdessen als Outputfaktor den deflationierten Bruttoproduktionswert, d. h. die Summe der Umsätze, der Bestandsveränderungen an fertigen/unfertigen Erzeugnissen sowie der aktivierten Eigenleistungen verwendet. Die einzelnen Bestandteile müssen deflationiert werden, um Preisentwicklungen von den Mengenentwicklungen trennen zu können. Die preisbereinigten Größen sollen also die Mengenentwicklung beim Output von Netzbetreibern darstellen. Als Deflator für die Umsatzerlöse aus Netzbetrieb verwendet die BNetzA durchschnittliche Netzentgelte aus der Monitoring-Datenerhebung.

Die BNetzA ermittelt für den Zeitraum 2006 bis 2017 mit der Törnquist-Methode eine durchschnittliche totale Faktorproduktivität (TF_{Netz}) von 0,85 %, eine durchschnittliche Inputpreisentwicklung (P_{Netz}) von 0,41 % und eine durchschnittliche Veränderungsrate beim Verbraucherpreisindex (VPI) von 1,39 %. Dies würde zu einem Xgen in Höhe von 1,82 % führen.

Für die Umsetzung der Berechnungen hat die BNetzA Daten für den Zeitraum 2006 bis 2017 von allen Stromnetzbetreibern erhoben, überprüft und plausibilisiert. Die Beschreibung des Vorgehens und die Veröffentlichung von aggregierten Daten und dem Excel-Tool wird vom BDEW ausdrücklich begrüßt. Die aggregierten Daten weisen aber trotz aufwändiger Plausibilisierung signifikante Sprünge auf, die sich nicht realwirtschaftlich, sondern nur mit regulatorischen und buchhalterischen Sondereffekten erklären lassen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt anhand von BNetzA-Daten die jährlichen Änderungsraten der Komponenten totale Faktorproduktivität (TFP Netz), Inputpreisentwicklung (IP Netz) und Verbraucherpreisindex (VPI) und den daraus resultierenden Produktivitätsfaktor (Xgen).

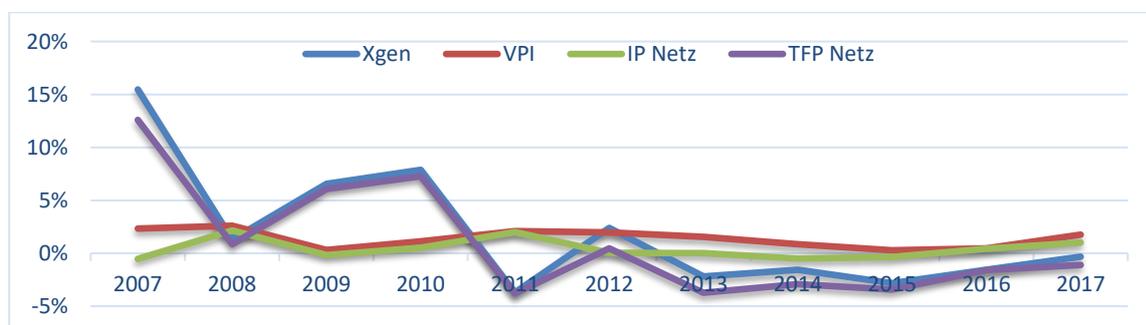


Abbildung: Entwicklung der einzelnen Komponenten des Xgen über die Zeit

Die Abbildung zeigt auf, dass der ermittelte Xgen maßgeblich von der errechneten Produktivitätsentwicklung (TFP Netz) abhängt und nur gering von Inputpreisentwicklung und Verbraucherpreisindex beeinflusst wird. Weiterhin wird deutlich, dass zu Anfang des Betrachtungs-

zeitraums die jährlichen Änderungsraten beim TFP erheblich schwanken. Nach 2010 pendelt sich der Xgen auf einen niedrigen und relativ stabilen Wert ein.

Das BNetzA-Ergebnis wird stark beeinflusst durch den auffälligen Produktivitätssprung in 2007. Da aber ein klarer Zeittrend sinkender Xgen-Werte offensichtlich ist, führt die Durchschnittsbetrachtung von 2006-2017 zu einer deutlichen Überschätzung der in den nächsten Jahren zu erwartenden Produktivitätsfortschritte.

Im Vergleich zu Gas ist der nun für Stromnetzbetreiber ermittelte TFP von 0,85 % außerordentlich hoch: Im Zuge der Festlegung des Xgen für Gasnetzbetreiber hatte die BNetzA dort einen TFP von - 0,52 % ermittelt. Dieser Unterschied lässt sich nicht plausibel erklären, zumal die Herausforderungen durch die Energiewende völlig unstrittig eine geringere Produktivitätsentwicklung bei Stromnetzbetreibern bedingen.

Der ermittelte Xgen ist aus mehreren Gründen nicht plausibel und deutlich zu hoch. Insbesondere bei folgenden Punkten, die im Weiteren ausgeführt werden, ist eine Überprüfung und Korrektur der Berechnungen geboten:

- **Überprüfung des Stützintervalls, insbesondere des Jahres 2006**
- **Deflationierung der Umsatzerlöse, insbesondere der verwendeten Netzentgelte**
- **alternative Verwendung physischer Outputs**

4.2. Stützintervall 2006-2017 liefert keine validen und robusten Ergebnisse

Gemäß ARegV müssen in die Ermittlung des Xgen Daten über einen Zeitraum (Stützintervall) von mindestens vier Jahren einbezogen werden. Der kürzeste Zeitraum mit den aktuellsten Daten wäre also 2014 bis 2017. Grundsätzlich sind zwar lange Zeiträume zu bevorzugen, da hier die Ergebnisse weniger von Sondereffekten und Ausreißern verzerrt werden sollten. Dies gilt aber nur dann, wenn die herangezogenen Daten robust, nicht durch Sonderfaktoren beeinflusst und repräsentativ für die Entwicklung sind.



Abbildung: Törnquist-Xgen in Abhängigkeit vom Betrachtungszeitraum (Stützintervall)

Die Abbildung macht deutlich, dass die Einbeziehung des am weitesten zurückliegenden und im Übrigen nicht repräsentativen Ausreißerjahres 2006 das Ergebnis deutlich nach oben treibt. Betrachtet man nur Zeiträume ab dem Beginn der Anreizregulierung in 2009, so können nur negative Xgen-Werte ermittelt werden.

Die BNetzA hat im Festlegungsverfahren Xgen Gas die Robustheit der Ergebnisse unter Beachtung der möglichen Stützintervalle untersucht.⁵ Dabei wurden die Ergebnisse miteinander und mit dem resultierenden Mittelwert verglichen. Auf diese Robustheitsanalyse hat die BNetzA für Strom bisher verzichtet. Bei einem analogen Vorgehen wie bei Gas würde deutlich werden, dass das Ergebnis für Strom nicht robust ist, da es erheblich über den Ergebnissen aller anderen möglichen Stützintervalle liegt.

Da der Xgen eine Prognose für die Produktivitätsentwicklung im zukünftigen Zeitraum 2019 bis 2023 beinhaltet, sind die Produktivitätsentwicklungen der letzten Jahre hierfür deutlich aussagekräftiger als die weiter zurückliegenden Zeiträume aus den Anfängen der Regulierung, die weder repräsentativ noch aus heutiger Sicht aussagekräftig für die Zukunft sind. Es sollte geprüft werden, ob eine stärkere Gewichtung aktuellerer Einzeljahre zu einer valideren Prognose für die Produktivitätsentwicklung in der dritten Regulierungsperiode führt. Ein solches Vorgehen ist nicht unüblich und wurde vor einiger Zeit auch von der BNetzA für die Ermittlung des Xgen vorgeschlagen.⁶

Mit Blick auf den enormen Einfluss der Wahl des Stützintervalls und insbesondere der Einbeziehung des Jahres 2006 weist der Festlegungsentwurf Implausibilitäten auf, die nicht auflösbar sind. Unsere Kritik richtet sich insbesondere auf folgende Punkte:

- **Die für das Jahr 2006 herangezogenen Daten sind weder robust noch plausibel.**
- **Es bestehen Sondereffekte und Verzerrungen im Jahr 2006, die das Jahr 2006 ausscheiden lassen.**
- **Andere Stützintervalle liefern robustere und plausiblere Ergebnisse.**
- **Für die Prognose der zukünftigen Produktivitätsentwicklung müssen nach unserer Auffassung aktuellere Einzeljahre stärker gewichtet werden als lang zurückliegende Jahre, insbesondere wenn diese vor Inkrafttreten der ARegV liegen. Gänzlich un-plausible Jahre wie 2006 dürfen nicht berücksichtigt werden.**

4.3. Verzerrte Deflationierung der Umsatzerlöse

Für die Ermittlung des Bruttoproduktionswertes wird auf die im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb erzielten Umsatzerlöse zurückgegriffen. Zur Preisbereinigung werden als Deflator die von den Vertrieben für das BNetzA-Monitoring gemeldeten durchschnittlichen Netzentgelte der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden der Jahre 2006 bis 2017 verwendet.

Die folgende Abbildung ist ein Ausschnitt aus dem Monitoringbericht 2017. Darin weist die BNetzA selbst darauf hin, dass das Jahr 2006 durch Sondereffekte geprägt war und dort überhöhte Netzentgelte ausgewiesen wurden. Zitat: **„Das Jahr 2006 ist daher als Bezugs-jahr für einen Zeitreihenvergleich nur sehr eingeschränkt geeignet.“**

Es ist nicht nachvollziehbar und erscheint widersprüchlich, warum die BNetzA trotz eigener Vorbehalte gegen die Werte des Jahres 2006 diese zur Berechnung des Xgen heranzieht.

⁵ BNetzA, Beschluss BK4-17-093 vom 21.02.2018, Seite 20

⁶ BNetzA, „Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung“, 2. Referenzbericht Anreizregulierung vom 26. Januar 2006, Seite 30

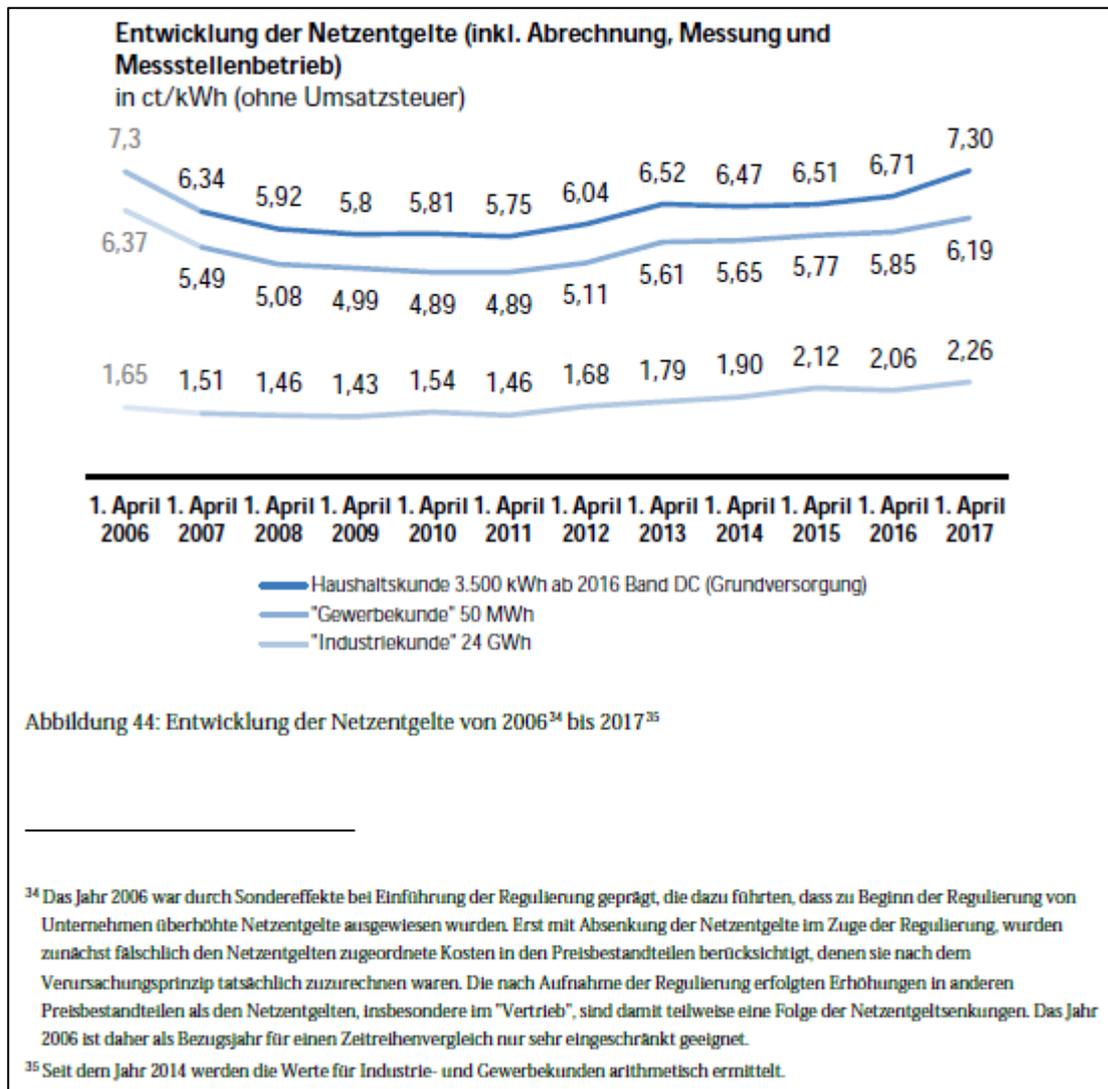


Abbildung: Auszug BNetzA-Monitoringbericht 2017, Seite 127

Sondereffekte in 2006

Mit der EnWG-Novelle 2005 sollten die Netzentgelte nicht mehr auf Grundlage der Verbändevereinbarungen kalkuliert, sondern gemäß der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) ermittelt und von den Regulierungsbehörden ex-ante genehmigt werden. Hierzu erfolgte eine buchhalterische, operationelle und ggf. auch rechtliche Trennung des Netzgeschäfts von anderen Tätigkeiten. Stromnetzbetreiber hatten Ende Oktober 2005 erstmalig einen Antrag auf Entgeltgenehmigung zu stellen, mindestens sechs Monate vor geplanter Wirksamkeit. Am 6. Juni 2006 wurde von der BNetzA dem ersten Stromnetzbetreiber eine Entgeltgenehmigung erteilt. Weitere Genehmigungen wurden sukzessive in den folgenden Monaten erteilt und umgesetzt, häufig mit einer Genehmigungslaufzeit bis zum 31. Dezember 2007. Die Entgeltgenehmigungen führten in den meisten Fällen unterjährig im Jahr 2006 zu deutlichen Senkungen der bis dahin angewendeten Netzentgelte. Die von Anfang November 2005 bis zum Umsetzungszeitpunkt vereinnahmten Differenzbeträge wurden von den Regulierungsbehör-

den im Wege der sogenannten Mehrerlösabschöpfung (MEA) kostenmindernd berücksichtigt. Hierfür bildeten Stromnetzbetreiber ab 2006 Rückstellungen.

Das Jahr 2006 war somit ein Übergangsjahr mit regulatorischen und buchhalterischen Sondereffekten, was die auffälligen Ergebnisse und die anschließenden starken Schwankungen erklären kann. Derartige Sondereffekte können nicht unbereinigt zu Lasten der Netzbetreiber angesetzt werden.

Monitoring-Netzentgelte 2006 berücksichtigen nicht Netzentgeltgenehmigungen

Da der BNetzA-Monitoringbericht die Netzentgelte zum Stichtag 1. April des jeweiligen Erhebungsjahres abfragt, sind die unterjährig im Jahr 2006 vorgenommenen deutlichen Netzentgeltabsenkungen aus der ersten Genehmigungsrunde nicht im Datenbestand 2006 enthalten. Das führt dazu, dass die Umsatzerlöse des Jahres 2006 (welche bereits die Effekte aus der unterjährigen Netzentgeltabsenkung bzw. der Bildung der MEA beinhalten) mit einem zu hohen Netzentgelt deflationiert werden. Durch die zu starke Preisbereinigung des Jahres 2006 ergibt sich ein Anstieg der preisbereinigten Umsätze von 2006 auf 2007 und dadurch in Folge ein unplausibler Produktivitätssprung von 2006 nach 2007, obwohl die nominalen Umsätze in diesem Zeitraum zurückgehen.

Mit Blick auf die Genehmigungszeitpunkte, Genehmigungslaufzeiten und die Mehrerlösabschöpfung sind die Preise aus 2007 eine deutlich bessere Näherung für die tatsächlich abrechnungsrelevanten Durchschnittspreise für das Jahr 2006 und führen auch zu plausibleren Produktivitätsergebnissen.

Fehlende Abbildung höherer Netz- und Umspannebenen

Weiterhin besteht beim Vorgehen der BNetzA die Problematik, dass die Netzentgelte gemäß Monitoringbericht nur die Letztverbraucher bis maximal zur Mittelspannung abdecken.⁷ Hierdurch werden Letztverbraucher in den höheren Netzebenen ausgeblendet, obwohl diese einen hohen Anteil am Stromverbrauch haben.⁸ Dies wäre nur dann unproblematisch, wenn sich die Netzentgelte für diese Großverbraucher genauso wie die von Letztverbrauchern auf den nachgelagerten Ebenen entwickelt hätten. Das ist aber nicht der Fall. Aufgrund der kaskadierenden Kostenwälzung von den vorgelagerten in die nachgelagerten Netzebenen sind die höheren Spannungsebenen deutlich stärker von dem überproportionalen Anstieg der ÜNB-Netzentgelte betroffen. Mit Blick auf die Entwicklung der ÜNB-Entgelte gerade in den letzten Jahren verläuft der von der BNetzA ermittelte Deflator erkennbar zu flach, d. h. die preisbereinigten Umsatzerlöse steigen zu stark.

Aus den oben genannten Gründen sind die Monitoring-Netzentgelte für die Deflationierung in der angewandten Form nicht geeignet. Zudem sind die Monitoring-Netzentgelte nicht die bestmögliche verfügbare Datengrundlage (s. u.).

Netzentgelt-Zeitreihen vom statistischen Bundesamt

⁷ Vgl. BNetzA-Monitoringbericht 2006, Seite 43

⁸ Vgl. BNetzA, Törnquist-Tool Strom, Tabellenblatt Strukturdaten

Statt der Monitoring-Netzentgelte ist die umfassendere amtliche Zeitreihe des statistischen Bundesamtes (DESTATIS) „Netznutzungsentgelte für Strom“ zu verwenden.⁹ Nur in dieser Zeitreihe werden alle Kundengruppen abgebildet, die Einfluss auf die Umsatzentwicklung der Netzbetreiber haben.

Da diese Zeitreihe erst seit kurzem vorliegt, konnte sie von der BNetzA zu Beginn der Konsultation noch nicht berücksichtigt werden.

Dem Grundsatz entsprechend, dass prognostisches Verwaltungshandeln stets auf der bestmöglichen im Zeitpunkt der Entscheidung verfügbaren Datengrundlage beruhen muss, sollten nun die Zeitreihen aus dem Monitoring-Bericht durch die deutlich genaueren und zudem alle Spannungsebenen umfassenden Zeitreihen von DESTATIS ersetzt werden.

Da das DESTATIS-Gewichtungsschema auf den Gesamtumsätzen basiert und nicht auf dem Umsatz für Letztverbraucher, ist sachgerechterweise die Berücksichtigung der vorgelagerten Netzentgelte in Umsätzen und Vorleistungen möglich. Alternativ kann das Gewichtungsschema der DESTATIS-Zeitreihe auf Umsätze mit Letztverbrauchern angepasst werden.

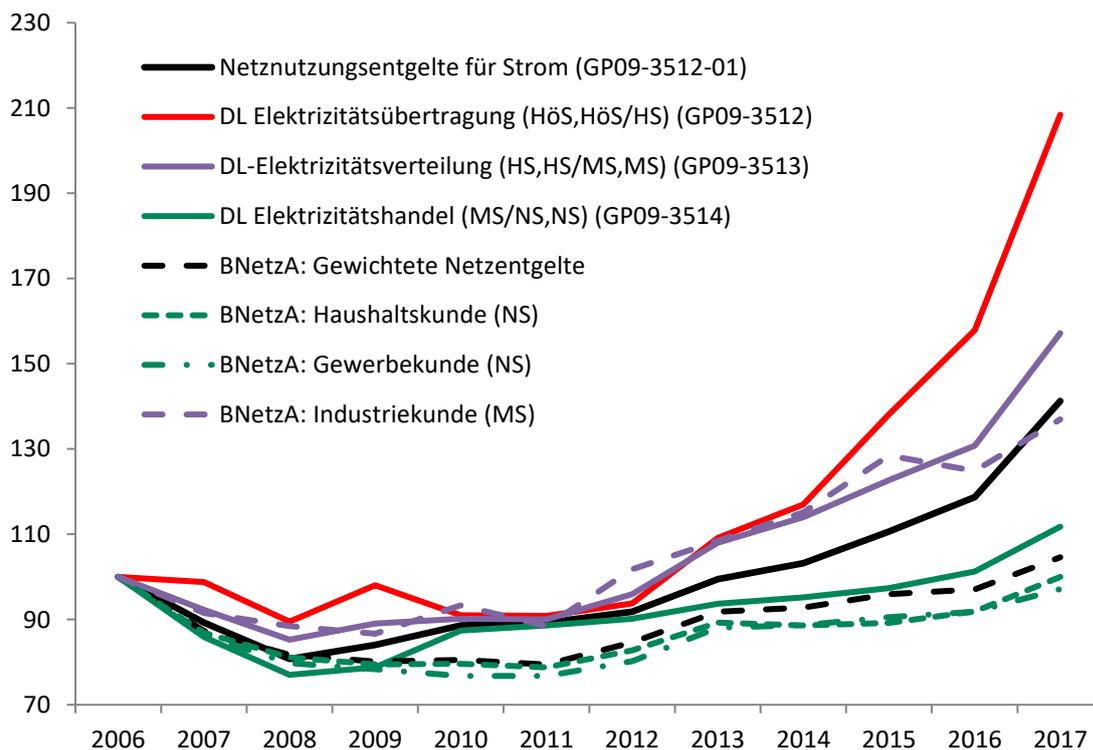


Abbildung: Verlauf der Netzentgelte (Vergleich statistisches Bundesamt und BNetzA)

⁹ Zeitreihe GP09-3512-01 im Rahmen des „Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte“ (Deutschland, GP2009 2-/3-/4-/5-/6-/9-Steller/ Sonderpositionen), Genesis-Datenbank, nach dem Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken, Ausgabe 2009 (GP 2009)

Keine Verzerrung durch reduzierte Netzentgelte und Umlagen

Grundsätzlich wurden seitens der BNetzA sowohl Umsätze als auch Aufwendungen um Umlagesachverhalte (wie z. B. die Umlage gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV) bereinigt. Darüber hinaus wurden Umsätze und Aufwendungen ebenfalls um vorgelagerte Netzentgelte bereinigt. Die dargestellten Erlöse entsprechen somit den Erlösen, die aus Netzentgelten mit Letztverbrauchern entstanden sind.

Der Verwendung der DESTATIS-Reihen kann auch nicht entgegengehalten werden, dass diese aufgrund der Rabattierungen von Netzentgelten durch die Regelungen des § 19 StromNEV die tatsächliche Preisentwicklung überschätzen. Diese Argumentation wäre aus mehreren Gründen nicht zutreffend. Aus empirischer Sicht ist festzustellen, dass Sondernetzentgelte nur einen kleineren Teil der Umsätze betreffen. Grund dafür ist, dass nur unter eng definierten Voraussetzungen Netzentgeltreduzierungen gewährt werden.

Diese Sonderentgelte werden weiterhin auf Grundlage der allgemeinen Netzentgelte ermittelt, so dass deren Entwicklung grundsätzlich derjenigen der allgemeinen Netzentgelte entspricht:

- Atypische Letztverbraucher (§ 19 Abs. 1 StromNEV) zahlen das für die relevante Netzebene ermittelte Arbeitsentgelt. Bei der Ermittlung des individuellen Leistungsentgelts wird der Leistungspreis nicht mit der absoluten Jahreshöchstleistung multipliziert, sondern mit dem höchsten Leistungswert aus den Hochlastzeitfenstern. Es gilt aber 1:1 der Leistungspreis der Ebene, so dass sich die Entgelte aus Sicht dieser Netznutzer exakt so verändern, wie es die DESTATIS-Reihen zeigen.
- Für stromintensive Letztverbraucher und Letztverbraucher mit singulär genutzten Betriebsmitteln (§ 19 Abs. 2 und 3 StromNEV) setzt sich das individuelle Netzentgelt aus den individuell zurechenbaren Kosten der fiktiven Leitungsnutzung oder tatsächlich singulär benutzten Leitung in der Anschlussebene und den allgemeinen Netzentgelten der vorgelagerten Netz- und Umspannebene zusammen.

Die DESTATIS-Indexreihen, die auf einem konstanten Verbrauchsverhalten basieren, decken somit unproblematisch auch die Veränderung der Sondernetzentgelte ab.

Es ist zudem nicht notwendig, die Rückerstattung der entgangenen Erlöse aus § 19 Absatz 2 StromNEV sowohl in den Aufwänden und Umsätzen zu berücksichtigen. Ziel der Deflationierung ist es, die Entwicklung der Outputmengen abzubilden, nicht die Entwicklung der Erlösobergrenze. Da bei der Berechnung der Sondernetzentgelte das tatsächliche Verbrauchsverhalten zugrunde gelegt wird, wird durch die Deflationierung der Umsatzerlöse aus Netzentgelten die Preisentwicklung von der zugrundeliegenden Mengenentwicklung getrennt.

4.4. Alternative Verwendung physischer Outputs

Die Verwendung von physischen Outputs für die Berechnung von Produktivitätsveränderungen ist naheliegend. Meist stehen für eine solche Berechnung nur monetäre Größen, wie zum Beispiel der Bruttowertsatz, zur Verfügung. Diese müssen dann mit erheblichem Aufwand und Fehlerrisiko deflationiert – sprich in reale Größen umgewandelt – werden. Durch die von der BNetzA bei allen Stromnetzbetreibern erhobenen Strukturdaten besteht hier jedoch die alternative Möglichkeit, diese zu einem physischen Outputindex zu kombinieren.

Mit Blick auf die unplausiblen Ergebnisse für den Bruttoproduktionswert auf Basis der deflationierten Umsatzerlöse muss als Alternative eine direkte Abbildung des Outputs über Strukturparameter überprüft werden.

Die BNetzA hatte dies im Vorfeld der Konsultation als nicht sachgerecht verworfen, ihr Vorgehen und ihre Erkenntnisse aber nicht transparent gemacht.

Im Auftrag des BDEW hat Oxera auf Basis der von der BNetzA veröffentlichten aggregierten Strukturdaten einen physischen Outputindex berechnet. Die mit mehreren Modellierungen getesteten und plausiblen Regressionsergebnisse zeigen eine deutlich niedrigere Produktivitätsentwicklung im Vergleich zum Bruttoproduktionswert auf.

Oxera hat untersucht, ob und wie durch verschiedene physische Variablen, wie z. B. Anschlüsse und Netzlänge, der Output der Branche möglichst vollständig und nicht überlappend abgebildet werden kann. Mit Hilfe der Daten aus dem BNetzA-Effizienzvergleich hat Oxera eine Kostenfunktion ökonometrisch geschätzt. Diese Kostenfunktion liefert Gewichte, die die Relevanz der verschiedenen Outputparameter zeigen und eine Zusammenführung zu einem Outputindex erlauben. Oxera hat mehrere Varianten betrachtet, die alle zu sich stark ähnelnden Ergebnissen führten. Anstatt des Bruttoproduktionswerts wurde der neu berechnete Index, welcher die Entwicklung der physischen Outputs des Netzsektors in einer Zahl zusammenfasst, für die Berechnung des Törnquist herangezogen.

Das Ergebnis ist eine deutlich negative Produktivitätsentwicklung im Netzsektor und ein negativer Xgen. Angesichts der größtenteils zurückgehenden physischen Outputs erscheint dieses Resultat plausibel.

Die einzige physische Outputkategorie des Netzsektors, die stark ansteigt, ist die installierte dezentrale Erzeugungsleistung. Diese geht in die Berechnung des Outputindex ein, bewirkt jedoch insgesamt keinen Anstieg.

Das Kurzgutachten von Oxera wird zusammen mit der Stellungnahme vom BDEW in die Konsultation eingebracht.

4.5. Effekte der Mehrerlösabschöpfung bereinigen

Wie oben beschrieben, haben die Regulierungsbehörden zusammen mit der ersten Netzentgeltgenehmigung gemäß StromNEV auch eine Mehrerlösabschöpfung (MEA) angeordnet. Eine Reihe von Netzbetreibern hatte hiergegen geklagt. Mit BGH-Beschluss vom 14. August 2008 wurde die Mehrerlösabschöpfung als rechtmäßig beurteilt.

Stromnetzbetreiber haben für die Mehrerlösabschöpfung Rückstellungen in erheblicher Größenordnung gebildet, aufgrund der unterschiedlichen Genehmigungszeitpunkte und der Klageverfahren jedoch zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Die MEA-Rückstellungen wurden häufig gegen die Umsätze gebucht. Dadurch entsprechen die Umsätze der gewöhnlichen Betriebs- und Geschäftstätigkeit nicht mehr den für den Xgen relevanten Marktumsätzen. In den Folgejahren wurden die Rückstellungen verbraucht, aufgrund der eingeräumten Wahloption aber über unterschiedlich lange Zeiträume.

Die Mehrerlösabschöpfung führte durch die Bildung und Auflösung von Rückstellungen zu Verzerrungen der Umsatzerlöse bis zum Ende der ersten Regulierungsperiode.¹⁰ Hier wurden keinerlei Korrekturen, obgleich möglich, durch die Behörde durchgeführt. Um durch die Deflationierung der Umsätze auf die Mengenveränderung schließen zu können, müssen aber Erlöse aus GuV (und ggf. als Vorleistungen) um die MEA-Rückstellungen (Erstellung und Auflösung) bereinigt werden, was methodisch problemlos möglich ist. Hier kann ggf. auch eine pauschale Lösung gewählt werden (z. B. 50 % der Rückstellung in 2006, 50 % in 2008).

Eine alternative Vorgehensweise wäre die Ausblendung oder zumindest eine geringere Gewichtung der ersten Jahre im Stützintervall bei der Aggregation der Ergebnisse.

4.6. Konzessionsabgabe bereinigen

Netzbetreiber müssen an die Gemeinden eine Konzessionsabgabe als Gegenleistung für die Benutzung der öffentlichen Straßen und Wege der Gemeinde abführen. Zu diesem Zweck wird die Konzessionsabgabe vom Verteilnetzbetreiber zusammen mit den Netznutzungsentgelten erhoben und an die betreffende Gemeinde abgeführt. Ähnlich wie die Umlagesachverhalte sollte auch die Konzessionsabgabe als durchlaufender Posten in der GuV die Produktivitätsberechnung nicht beeinflussen.

Die durch die Kunden an den Netzbetreiber zu zahlende Konzessionsabgabe ist Teil der Umsatzerlöse. Die BNetzA hat mit einer Rundmail¹¹ alle Netzbetreiber darauf hingewiesen, dass die Konzessionsabgaben analog zu den Umlagesachverhalten im Bereich der Umsatzerlöse gesondert in einer davon-Position (Erhebungsbogen-Position B 1.1) zu erfassen sind, welche dann von den Umsatzerlösen abgezogen wird. Da diese bereinigten Umsätze als Bestandteil des Produktionswertes (Output) den weiteren Berechnungen im Rahmen des Törnquist-Index zu Grunde liegen, ist die Konzessionsabgabe auf der Ertragsseite somit vollständig bereinigt.

Im Erhebungsbogen zur Xgen-Datenerhebung war die vom Netzbetreiber gezahlte Konzessionsabgabe unter „Sonstige betriebliche Aufwendungen“ in der Position D 3.1 aufzuführen. Die Konzessionsabgabe ist somit weiterhin Bestandteil der Oberposition „Sonstige betriebliche Aufwendungen“, welche als Bestandteil der Vorleistungen für die weiteren Berechnungen im Rahmen des Törnquist-Index herangezogen wurde.

Der Umgang mit den Konzessionsabgaben ist im Festlegungsbeschluss unzureichend beschrieben und es entsteht der Eindruck, dass auf der Aufwandsseite die Konzessionsabgabe zwar berücksichtigt, auf der Seite der Umsatzerlöse aber genau diese Position bereinigt wurde. Die BNetzA sollte dieses Vorgehen überprüfen und nachvollziehbar darstellen. Sofern die BNetzA diesen Umstand berücksichtigt hat, so fehlt bisher eine Beschreibung, ob und wie das erfolgt ist.

¹⁰ Vgl. BNetzA, Evaluierungsbericht ARegV vom 21.01.2015, Seite 84

¹¹ BNetzA, „Ergänzende Hinweise zur Datenerhebung genereller sektoraler Produktivitätsfaktor Strom BK4-17-094“, Rundmail an Stromnetzbetreiber vom 08.05.2018

4.7. Bereinigung von BilRUG-Effekten

Im Jahr 2016 ist das Bilanzrichtlinien-Umsetzungsgesetz (BilRUG) in Kraft getreten. Die mit dem BilRUG angepassten handelsbilanziellen Vorgaben führen zu einer Ausweisänderung bestimmter Leistungen aus den sonstigen betrieblichen Erträgen in die Umsatzerlöse und korrespondierend von sonstigen betrieblichen Aufwendungen in die Materialaufwendungen.

Durch die handelsbilanzielle Ausweisänderung auf der Ertragsseite vom Jahr 2015 zu den Jahren 2016/2017 wird damit ein fiktiver Umsatzzuwachs ausgewiesen, der ausschließlich auf die im Zeitablauf unterschiedliche Zuordnung der Erträge (bis 2015 in den sonstigen betrieblichen Erträgen und ab 2016 in den Umsatzerlösen) zurückzuführen ist und somit im Ergebnis zu einer nach oben verzerrten Produktivitätsmessung im Netzbereich führt.

Bei der Verwendung der Umsatzerlöse muss der BilRUG-Effekt bereinigt werden. Hierzu könnten die sonstigen betrieblichen Erträge in den Jahren 2016 und 2017 entsprechend der durchschnittlichen Entwicklung in den Vorjahren fortgeschrieben werden.

4.8. Korrektur Personalkostenindex

Für die Ermittlung der Inputpreisentwicklung errechnet die BNetzA u. a. einen Personalkostenindex aus dem Personalaufwand und den geleisteten Arbeitsstunden.

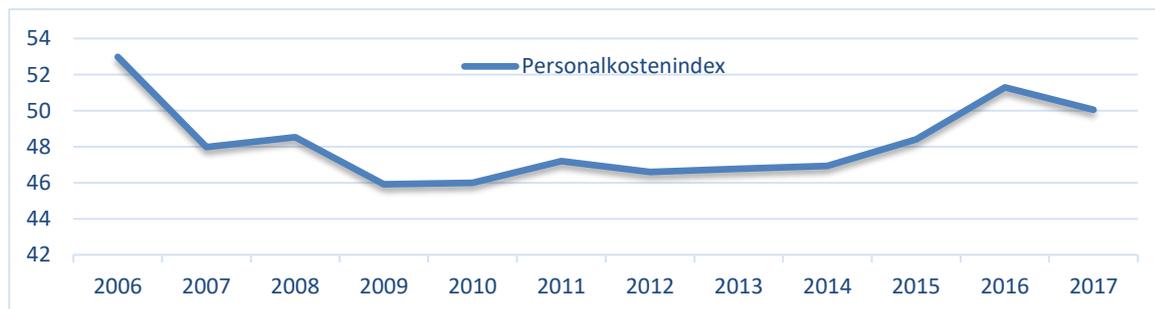


Abbildung: Personalkostenindex gemäß BNetzA-Berechnungen

Der BNetzA-Personalkostenindex würde bedeuten, dass die Gehälter nach 2006 drastisch gesunken sind und 2017 immer noch unter diesem Niveau liegen. Mit Blick auf den tatsächlichen Personalaufwand und die bestehenden Tarifverträge ist das unrealistisch.

Als Alternative muss der Personalkostenindex auf Basis der Arbeitnehmerentgelte im Verhältnis zu den aufgewendeten Arbeitsstunden laut den amtlichen DESTATIS-Angaben für den Sektor Energiewirtschaft gebildet und geprüft werden.¹²

4.9. Realistische Abbildung von Fremdkapitalzinsen

Die Preisentwicklung des Kostenblocks „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ wird durch die Zinszeitreihen aus § 7 Abs. 7 StromNEV abgebildet, wobei aber der Zinssatz des aktuellen Jahres angesetzt wird.

¹² Weitere Ausführungen hierzu enthält das Oxera-Kurzgutachten, Seite 11 ff.

Der gewählte Ansatz unterstellt eine vollständige Refinanzierung des Fremdkapitals in jedem Jahr. Dies entspricht nicht dem kaufmännischen Grundsatz einer Fristenkongruenz zwischen der Kapitalaufbringung und anschließender Kapitalrückzahlung und der Mittelverwendung.

Konsistent zur Abbildung der Inputpreisentwicklung bei Eigenkapitalzinssätzen muss auch für die Position „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ der regulatorisch verwendete Maßstab für die angemessene Höhe von Fremdkapitalzinsen angesetzt werden.

4.10. Inflationierung von Abschreibungen

Die BNetzA berücksichtigt keine Preisentwicklung für Abschreibungen (Index = 1). Dieses Vorgehen stellt eine Abweichung zu dem WIK-Gutachten dar, welches angelehnt an die Vorgaben der StromNEV zumindest eine Inflationierung der Abschreibungen auf Altanlagen vorgesehen hätte. Mit diesem Vorgehen wird die BNetzA weder einem kaufmännischen noch einem regulatorischen Ansatz gerecht.

Regulatorisch sind die Indexreihen nach § 6a StromNEV auf die Abschreibungen auf Altanlagen eindeutig anzusetzen. Aus kaufmännischer Sicht verkennt die BNetzA, dass sich notwendige Ersatzinvestitionen nur zu erheblich höheren aktuellen Preisen realisieren lassen, um so den physischen Kapitalstock konstant zu halten. Die aktuellen Preise für Kapitalgüter müssen bei der Berechnung der Inputpreisentwicklung daher zwingend abgebildet werden – unabhängig davon, zu welchem Zeitpunkt die Anlage angeschafft wurde.

Zur Korrektur ist eine geeignete Preisentwicklung (z. B. über die Indexreihen nach § 6a StromNEV) bei Abschreibungen anzusetzen.

5. Anmerkungen zur Umsetzung der Malmquist-Methode

5.1. Bewertung Datengrundlage

Für die Berechnungen mit der Malmquist-Methode hat die BNetzA die von den Verteilnetzbetreibern zur Durchführung der Effizienzvergleiche gelieferten Daten genutzt (Datenpunkte 2006, 2011 und 2016). 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.

Zum Zeitpunkt der Konsultation des Xgen wurde der Effizienzvergleich der Stromverteilnetzbetreiber zur dritten Regulierungsperiode noch nicht abgeschlossen und noch nicht konsultiert. Bisher fand nur ein Workshop zur Vorstellung möglicher Parameter und Modelle am 25. Juli 2018 statt. Der BDEW hat hierzu am 16. August 2018 gemeinsam mit Geode und VKU Stellung genommen. Es ist derzeit nicht klar, ob es im Zuge der Konsultation des Effizienzvergleichs oder der Anhörungen zu den Erlösbergrenzen noch zu Änderungen an den Parametern oder Modellen kommt.

Für die Umsetzung der Malmquist-Methode stehen nur drei Datenpunkte aus den VNB-Effizienzvergleichen zur Verfügung. Aufgrund des aktuell noch nicht abgeschlossenen Effizienzvergleichs kann es beim dritten Datenpunkt noch zu Änderungen kommen. Bei so wenigen Datenpunkten können Ergebnisse stärker durch Probleme in der Datenqualität sowie durch Ausreißer, Sondereffekte und regulatorische Einflüsse verzerrt werden.

Fraglich ist, ob auf der bestehenden Datengrundlage die Produktivitätsänderung robust ermittelt werden kann und ob die mit einer Teilmenge der Stromnetzbetreiber ermittelten Ergebnisse auf alle Unternehmen inklusive Übertragungsnetzbetreiber und Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren übertragen werden können.

Erste Überprüfungen der veröffentlichten Malmquist-Daten zeigen, dass in den verwendeten Datensätzen noch fehlerhafte oder unplausible Daten enthalten sind. Es ist nicht erkennbar, dass die BNetzA die Malmquist-Daten hinreichend intensiv plausibilisiert hat; zudem fehlt ein wesentlicher Schritt: die Korrekturphase gemeinsam mit den jeweiligen Netzbetreibern. So wurden die verwendeten Malmquist-Daten erst am 19. Oktober 2018 veröffentlicht. Aus Rückmeldungen von Unternehmen wurde deutlich, dass insbesondere bei den Daten für die Basisjahre 2006 und 2011 Abweichungen von den tatsächlichen Unternehmensdaten bestehen. Da die Daten letztendlich nur vom jeweiligen Unternehmen bestätigt oder korrigiert werden können, ist es einerseits bedauerlich, dass diese notwendige Kontrollphase im Verfahren ausgelassen wurde, andererseits kann der BDEW hierzu keine detaillierten Aussagen treffen.

Analysen im BMT-Datenpool haben gezeigt, dass nicht entdeckte Datenfehler, Änderungen von Datendefinitionen, unterschiedliche Erhebungspraxis und regulatorische Eingriffe die Ergebnisse spürbar beeinflussen. In solchen Fällen würde nicht die tatsächliche Produktivitätsveränderung gemessen werden. Die von der BNetzA umgesetzte Ausreißeranalyse kann solche Verzerrungen nicht ausschließen. In den BMT-Analysen hat sich gezeigt, dass Unternehmen mit extremen Datenveränderungen zum Teil nicht als Ausreißer erkannt werden.

Bei einer Überprüfung der veröffentlichten Einzeldaten sind abweichende Entwicklungen bei Anschlusspunkten und Zählpunkten aufgefallen, die energiewirtschaftlich nicht plausibel sind. Weiterhin wurden offenbar Zählpunkte im dritten Datenpunkt anders definiert/abgegrenzt als im zweiten Datenpunkt. Bei den Anschlusspunkten treten Verzerrungen durch die unterschiedliche Berücksichtigung der Straßenbeleuchtung auf.

Eine weitergehende BMT-Analyse zeigte für eine relevante Anzahl von Unternehmen Auffälligkeiten und inkonsistente Veränderungen bei Kosten- und Strukturdaten. Wenn die „auffälligen“ Unternehmen aus den Berechnungen ausgeschlossen wurden, hatte dies eine spürbare Absenkung des Xgen zur Folge.

Die Malmquist-Daten sollten mit den jeweiligen Netzbetreibern verifiziert werden.

5.2. Ausreißeranalysen

Die von der BNetzA veröffentlichten Programmieringroutinen zur Berechnung der DEA-Malmquist-Werte orientieren sich an der Umsetzung im Gasbereich bzw. an dem im WIK-Gutachten vorgestellten Vorgehen. Der zur Verfügung gestellte Code weist jedoch Fehler auf, wodurch bereits identifizierte Ausreißer dennoch nicht aus den Berechnungen ausgeschlossen werden (betrifft primär Ausreißer aus der Dominanzanalyse für die DEA). In ersten Überprüfungen durch externe Experten tritt dieses Problem in zwei von 32 Berechnungen auf. Da jedoch nicht der vollständige Datensatz veröffentlicht wurde, ist nicht auszuschließen, dass dieses Problem in den Berechnungen noch einen größeren Einfluss hat.

Die Malmquist-Berechnungen sollten deshalb von der BNetzA überprüft werden.

Die Tatsache, dass einzelne Ausreißer insbesondere aus der Dominanzanalyse einen so starken Einfluss auf die Effizienzergebnisse und die resultierenden Frontier Shifts haben können, ist auch im Zusammenhang mit den individuellen Effizienzberechnungen zu sehen. Wie diverse Stellungnahmen seitens der Branche zeigen, ist der bisher angewandte F-Test zur Ermittlung von Dominanzausreißern aus wissenschaftlicher Sicht zu kritisieren, da er mehrere Annahmen der zugrunde liegenden Effizienzverteilung verletzt.

Weiterführende Analysen zeigen, dass mit einem passenderen Test (z. B. Wilcoxon-Test bzw. Mann-Whitney-Test) deutlich mehr Ausreißer identifiziert werden würden.

Weiterhin können unübliche Ausreißer die Effizienzmessung deutlich beeinflussen. Einzelne Unternehmen haben einen sehr starken Einfluss auf den berechneten Malmquist-Index. Diese Unternehmen sind gekennzeichnet durch sehr unübliche Veränderungen der Daten, die aus energiewissenschaftlicher Sicht unplausibel erscheinen (vgl. Abschnitt 5.1). Ein Ausschluss dieser Unternehmen würde den berechneten Malmquist-Xgen deutlich senken.

Deshalb ist eine sorgfältig durchgeführte Ausreißeranalyse (und nicht ein rein mechanisches Vorgehen) zwingend geboten.

5.3. Doppelte Berücksichtigung sinkender Eigenkapitalzinsen

Für den Xgen erfolgt eine dynamische Betrachtung der Entwicklung zwischen den Stützpunkten 2006, 2011 und 2016. Durch die Übernahme der Benchmarking-Kosten wurden aber

nicht die regulatorisch zugestandenen Eigenkapitalzinsen des Basisjahres verwendet, sondern die für die nächste Regulierungsperiode festgelegten Eigenkapitalzinssätze einbezogen.

Die BNetzA hat in 2016 die Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode festgelegt und um 24 % abgesenkt.¹³ Durch das BNetzA-Vorgehen wird die ab 2019 geltende Absenkung der Zinskosten als eine Produktivitätssteigerung im Zeitraum 2011 bis 2016 erfasst. Die BNetzA schreibt diese vermeintliche Kostensenkung über den Xgen in die dritte Regulierungsperiode fort und prognostiziert somit eine weitere massive Zinsabsenkung.

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

1. Die Zinssätze fließen direkt in die kalkulatorischen Kapitalkosten bei der Ermittlung der Erlösbergrenzen ein.
2. Die Fehlprognose sinkender Kapitalkosten erhöht die Produktivitätsvorgabe und senkt die erlaubten Kosten (inklusive EK-Zinsen) noch weiter ab.

Dies erklärt auch, warum mit der Malmquist-Methode ein hoher Produktivitätsanstieg von 2011 bis 2016 ermittelt wird, während die Törnquist-Methode im gleichen Zeitraum stetige Produktivitätsverschlechterungen aufzeigt. Im Törnquist wurden sachgerecht die im jeweiligen Jahr regulatorisch maßgeblichen Eigenkapitalzinssätze herangezogen.

Dies ist methodisch fehlerhaft und steht im Konflikt zum Regulierungsrahmen: Für eine verlässliche Grundlage für Investitionsentscheidungen werden die Eigenkapitalzinssätze für eine Regulierungsperiode vorab fixiert (vgl. § 7 Abs. 6 StromNEV). Die BNetzA weicht diesen Grundsatz auf und preist über den Xgen noch weiter sinkende Zinssätze ein. Dies, obwohl eine weitere deutliche Absenkung der Zinssätze für die Zukunft nicht mehr zu erwarten ist und die Effekte der vergangenen Zinsabsenkung durch den Einbezug von standardisierten Kapitalkosten sogar noch überproportional hoch sind.

Je stärker die BNetzA den Eigenkapitalzinssatz senkt, umso höher steigt die Produktivitätsvorgabe. Zu beachten ist, dass das OLG Düsseldorf am 22. März 2018 entschieden hat, dass die von der BNetzA festgelegten Eigenkapitalzinssätze zu niedrig sind und neu festgelegt werden müssen. Offen ist, wie hierzu der BGH urteilt. Bei einer Neufestlegung des Eigenkapitalzinssatzes würde damit auch die BNetzA-Berechnung zum Xgen nicht mehr stimmen.

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

Als Lösungsansatz müssen daher in Analogie zum Törnquist-Verfahren für die Malmquist-Methode die Benchmarkingkosten mit den im Stützpunkt geltenden Eigenkapitalzinssätzen neu berechnet werden.

¹³ BNetzA, Beschluss BK4-16-160 vom 05.10.2016.

5.4. Bewertung Ergebnisse

Die BNetzA ermittelt bisher einen sektoralen Produktivitätszuwachs von 2006 bis 2016 von jährlich 1,36 %. Dabei soll sich der Anstieg der Produktivität von jährlich 1,1 % im Zeitraum 2006 bis 2011 auf jährlich 1,62 % im Zeitraum 2011 bis 2016 deutlich erhöht haben.

Mit Blick auf den deutlichen Rückgang der Produktivität in den Törnquist-Berechnungen nach 2010 muss dieses Ergebnis hinterfragt und überprüft werden.

Die BNetzA aggregiert den Xgen aus 32 Einzelergebnissen. Diese 32 Einzelergebnisse streuen in einer Bandbreite von -0,168 % bis +3,427 % jährlichem Produktivitätszuwachs, die in dieser Streubreite unbereinigt und ungewichtet kaum repräsentativ sein können. Die BNetzA verzichtet ohne ersichtlichen Grund und obwohl dies problemlos möglich gewesen wäre in der Aggregation auf eine Bestabrechnung der Einzelergebnisse, obwohl sie ansonsten die regulatorischen Vorgaben zum statischen Effizienzvergleich übernimmt. Die ARegV schreibt für Effizienzvergleiche zwingend eine Bestabrechnung vor, um Verzerrungen zu eliminieren und die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben sicherzustellen.

Aufgrund der Streuung der Einzelergebnisse und nicht behobener Probleme in der Datengrundlage muss bei der Aggregation eine Bestabrechnung umgesetzt werden, um erreichbare Ergebnisse sicherzustellen.

Die Berechnungen mit einer für den Effizienzvergleich standardisierten Kostenbasis (sTOTEX) ergeben deutlich höhere Produktivitätszuwächse im Vergleich zu den Berechnungen auf der regulatorischen Kostenbasis (TOTEX).

Da der Xgen letztendlich jedoch nur auf die regulatorische Kostenbasis angewendet wird, sollte auch nur der mit TOTEX ermittelte Wert verwendet werden. Durch die oben genannte Bestabrechnung würde dies auch sichergestellt.

Die BNetzA nennt als Vorteil der Malmquist-Methode die Möglichkeit der Separierung von unternehmensindividuellen Aufholeffekten („Catch-Up“) von der Verschiebung der Effizienzgrenze („Frontier-Shift“). Aus dem Festlegungsentwurf wird nicht deutlich, ob und wie der Catch-Up Effekt ermittelt und separiert wurde. Der Catch-Up wäre im Übrigen von dem ermittelten Malmquist-Wert in Abzug zu bringen, da es eben gerade nicht darum geht, regulatorisch induzierte Aufholeffekte zu messen, sondern den reinen Frontier-Shift der Branche zu bestimmen. Sollte kein Catch-Up-Effekt ermittelt worden sein, ist über einen entsprechenden Sicherheitsabschlag nachzudenken.

Bei den Berechnungen muss sichergestellt werden, dass der Aufholeffekt bei der Ermittlung des Xgen unberücksichtigt bleibt.

6. Anmerkungen zur Residualmethode

Da die Residualmethode von der BNetzA sowohl für die Törnquist-Berechnungen als auch für die Malmquist-Berechnungen angewendet wurde, wird dieses Vorgehen an dieser Stelle gesondert bewertet.

Gemäß § 9 Abs. 1 ARegV ist der Xgen aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung zu ermitteln. Die BNetzA verzichtet jedoch auf die Ermittlung der Inputpreis- und Produktivitätsentwicklung in der Gesamtwirtschaft.

Mit der vereinfachenden Residualbetrachtung wird der Xgen nur noch aus der netzwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung, der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung und der Veränderungsrate des Verbraucherpreisindex ermittelt. Dies wird seitens der BNetzA damit begründet, dass in einer wettbewerblich organisierten Volkswirtschaft die Inflationsrate (=VPI) der Differenz zwischen Einstandspreisentwicklung und Produktivitätsentwicklung der Gesamtwirtschaft entspricht. Vereinfacht gesprochen, können Unternehmen im Wettbewerb ihre Preise nur entsprechend der Einstandspreisentwicklung unter Berücksichtigung von Kostensenkungen aus Produktivitätsverbesserungen erhöhen.

Die Residualbetrachtung wird abgelehnt, da diese Vereinfachung nicht im Einklang mit den Anforderungen des § 9 ARegV steht und zu einer verzerrten Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Größen führt. Über die ausschließlich theoretische Begründung für die Residualbetrachtung hinaus hätte auch analysiert werden müssen, ob die Annahmen zutreffend sind und die Residualbetrachtung für den betrachteten Zeitraum zu plausiblen Ergebnissen führt.

Die BNetzA sollte zur Plausibilisierung ihrer Berechnungen mit Törnquist- und Malmquist-Methode auf die Residualmethode verzichten.

7. Anmerkungen zur Ableitung des Xgen

7.1. Bewertung des BNetzA-Vorgehens

Die BNetzA schätzt bisher vorläufig ein, dass sich aus dem Törnquist-Ergebnis in Höhe von 1,82 % und dem Malmquist-Ergebnis in Höhe von 1,36 % eine plausible Bandbreite ergeben könne. Zur Sicherstellung eines validen aber auch erreichbaren und übertreffbaren Wertes sieht es die BNetzA als angemessen an, sich am unteren Rand der Bandbreite zu orientieren. Im Festlegungsentwurf stellt die BNetzA aufgrund des deutlichen Unterschiedes zum Xgen Gas die Frage, ob ggf. zusätzliche Aspekte des Elektrizitätsversorgungsnetzbetriebes zu berücksichtigen sind.

Der Xgen Strom soll auf Grundlage empirischer Daten eine Prognose vornehmen, wie sich die Produktivität und die Einstandspreise der Stromnetzbetreiber im Zeitraum 2019 bis 2023 in Relation zur Gesamtwirtschaft entwickeln werden. Die bisher verwendeten Methoden können mit den verfügbaren Daten nicht die Veränderung der effizienten Netzkosten direkt und unverfälscht messen. Die Potenziale für Produktivitätssteigerungen sind für Stromnetzbetreiber in der derzeitigen Phase des Umbruchs (Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung) deutlich geringer als für andere Wirtschaftszweige oder für Gasnetzbetreiber.

Die bisher von der BNetzA ermittelten Ergebnisse ergeben in der Gesamtbetrachtung keine plausible Bandbreite. Aus Sicht des BDEW ist mit den zutreffenden Daten eine belastbare Herleitung eines Xgen größer null nicht möglich.

Für eine robuste Ableitung des Xgen müssen folgende Schritte umgesetzt werden:

1. Korrektur der identifizierten Fehler/Schwachstellen
2. erneute Umsetzung der Törnquist- und Malmquist-Berechnungen
3. Plausibilisierung der Ergebnisse, Überprüfung von Sensitivitäten
4. vorsichtige Überleitung der Ergebnisse in eine Prognose für 2019 bis 2023
5. nach diesen Schritten erforderliche Sicherheitsabschläge

Zur Korrektur der identifizierten Fehler/Schwachstellen hat der BDEW mit der vorliegenden Stellungnahme eine Reihe erforderlicher, umsetzbarer und begründeter Korrekturvorschläge eingebracht. Der BDEW steht für die Diskussion von Anpassungen und Detailfragen gerne zur Verfügung. Zum Teil sind es Anpassungen, die die BNetzA bisher nicht durchführen konnte, weil die entsprechenden Zeitreihen (DESTATIS) nicht vorlagen. Da diese genaueren Zeitreihen nun vorliegen, müssen diese aber jetzt im Rahmen der Auswertung der Konsultationsergebnisse von der Behörde angewandt werden, um im Zeitpunkt der finalen Festlegung die bestmögliche Datengrundlage zu berücksichtigen.

Die bei der erneuten Umsetzung der Törnquist- und Malmquist-Berechnungen erzielten Ergebnisse müssen im Anschluss plausibilisiert werden. Hierzu gehört die Analyse von Sensitivitäten in Abhängigkeit von Annahmen und Auswahlentscheidungen, aber auch die Bereinigung von verzerrenden Einflüssen. Hierzu gehört auch der Vergleich mit der Produktivitätsentwicklung bei Gasnetzbetreibern, in anderen Wirtschaftsbereichen und in anderen Ländern.

Da der Xgen letztendlich eine Prognose der erwarteten Produktivitäts- und Inputpreisveränderung während der (zukünftigen) dritten Regulierungsperiode darstellt, muss auch noch einbezogen werden, mit welchen Entwicklungen Stromnetzbetreiber im Zeitraum 2019 bis 2023 konfrontiert sein werden. Hierbei kann es notwendig sein, durch eine stärkere Gewichtung von aktuelleren Daten die gegenwärtige Situation besser abzubilden bzw. verbleibende Unsicherheiten durch einen Sicherheitsabschlag verfahrensseitig abzusichern. Wenn in letzter Zeit bestimmte Inputpreise deutlich gestiegen sind (z. B. für Tiefbauleistungen) und aufgrund der Konjunkturlage eine Trendumkehr nicht erwartet werden kann, sondern sogar eine Fortsetzung dieses Umstandes, so muss auch dies bei der Prognose der Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung berücksichtigt werden.

Produktivitätsberechnungen aus der Vergangenheit, die weder repräsentativ noch aus heutiger Sicht aussagekräftig für die Zukunft sind, überschätzen den erzielbaren technischen Fortschritt der Branche. Dies ist bei der Wahl des Stützintervalls oder bei der Übertragung der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Wie bei den individuellen Effizienzvorgaben muss auch beim Xgen und erst recht bei der Gesamtbetrachtung beider (derzeit noch offenen) Vorgaben zwingend die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit für die Netzbetreiber von der BNetzA sichergestellt werden.

7.2. Hinweise zur Plausibilisierung

Ein wesentlicher Bestandteil der generellen Prinzipien der wissenschaftlichen Praxis ist, dass wissenschaftliche Ergebnisse systematisch überprüft werden und ein Bewusstsein für mögliche Fehlinterpretationen von Ergebnissen oder Arbeitsschritten bestehen muss. Diese Stel-

lungnahme zeigt eine Reihe von durchgreifenden methodischen Inkonsistenzen bei der Bestimmung des Xgen auf, die zu einer massiven, unvertretbaren und angreifbaren Überschätzung dieses Wertes führen.

Die Relevanz dieser methodischen Inkonsistenzen kann auch durch einen Abgleich mit anderen Branchen deutlich gemacht werden. Für eine Vielzahl anderer Branchen liegt zum einen ein anerkannter Outputindex vor, zum anderen beinhalten die Daten der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung alle notwendigen Daten, um die Berechnungsschritte der BNetzA zur Identifizierung der netzwirtschaftlichen Bestandteile des Xgen analog auf andere Branchen anwenden zu können. Entspricht die Differenz aus der berechneten Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung eines Wirtschaftszweigs in etwa der jeweiligen beobachteten Outputpreisentwicklung für diesen Sektor, ist das gewählte methodische Vorgehen nicht zu beanstanden. Ergeben sich jedoch deutliche Unterschiede, so ist von methodischen Fehlern auszugehen.

Diese Plausibilisierungsberechnungen zeigen eines sehr deutlich: In keinem Fall entspricht der durch die Berechnungsmethodik der BNetzA implizit berechenbare Outputpreisindex aus der Differenz von Inputpreisen und Faktorproduktivität des jeweiligen Sektors der tatsächlich beobachteten Outputpreisentwicklung. Für die Gesamtwirtschaft ist im betrachteten Zeitraum der Verbraucherpreis um ca. 1,4 % pro Jahr angestiegen, die Berechnungsmethode der BNetzA ergäbe jedoch nur eine Outputpreiserhöhung von 0,06 % (=Inputpreisentwicklung von 0,25 % abzüglich Produktivitätsentwicklung von 0,19 %).

Ähnlich gravierende Unterschiede würden sich auch für das verarbeitende Gewerbe ergeben (beobachtete Outputpreisentwicklung 0,9 % vs. berechnete Outputpreisentwicklung von -0,05 %) oder das Baugewerbe (beobachtete Outputpreisentwicklung 2,2 % vs. berechnete Outputpreisentwicklung von -0,01 %). D. h. für viele andere Branchen würde das BNetzA-Vorgehen zur Berechnung der netzwirtschaftlichen Bestandteile die tatsächliche Outputpreiserhöhung deutlich unterschätzen.

Es ist daher davon auszugehen, dass auch die netzwirtschaftlichen Bestandteile des Xgen deutlich unterschätzt sind und damit der Xgen als Ganzes deutlich überschätzt wird. Der Xgen sollte daher auch aus diesen Gründen deutlich nach unten korrigiert werden.

7.3. Besonderheiten des Stromnetzbetriebs

Stromnetzbetreiber stehen vor enormen Herausforderungen, die zusätzliche Kosten (CAPEX und OPEX) verursachen und gleichzeitig Produktivitätssteigerungen hemmen.

Die Energiewende ist in vollem Gange. Es ist erklärtes politisches Ziel, bis zum Jahr 2030 den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 65 % zu erhöhen. Zudem sollen 10 Mio. Elektrofahrzeuge in den Straßenverkehr gebracht werden; die entsprechende Ladeinfrastruktur bzw. netztechnischen Voraussetzungen hierfür müssen in den kommenden Jahren geschaffen werden. Diese Ziele sind nur mit dem vermehrten Zubau von Erneuerbaren Energien, intelligenter Sektorkopplung, einem zwischen allen Netzebenen synchronisierten Netzausbau und einer intelligenten Steuerung zu erreichen. Die höhere Volatilität der Erzeugung und die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen bedingen einen starken Zuwachs an Netzanlagen.

Digitalisierung/Automatisierung

Mit einer zunehmenden Digitalisierung und Automatisierung der Verteilnetze kann eine verbesserte Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Netzes, insbesondere auf den unteren Netzebenen, erreicht werden, um den Herausforderungen einer zunehmend dezentralen Energieversorgung zu begegnen. Die Branche steht hier jedoch erst am Anfang dieser Entwicklung. Damit können langfristig auch interne Prozesse (z. B. automatisierte Systemführung, zustandsbasierte Instandhaltung) beschleunigt sowie branchenweite Prozesse (z. B. Koordination Engpassmanagement zwischen Netzbetreibern und Einsatzverantwortlichen, Abrechnung) etabliert und somit ggf. zusätzliche Kosten reduziert werden. Deutliche Kostensenkungen sind kurzfristig jedoch nicht zu erwarten.

Smart Grids: Einspeise- und Lastmanagement

Zunehmend dezentrale/volatile Last- und Erzeugungsstruktur in Deutschland stellt für alle Netzbetreiber eine Herausforderung dar, auch im Hinblick auf die Gewährleistung der System- und Netzsicherheit. Entscheidend ist dabei die Fähigkeit der Netzbetreiber, wesentliche Lasten, Speicher und Erzeugung im Falle von Notfallmaßnahmen kaskadisch und soweit effizient automatisiert steuern zu können. Hierfür sind Maßnahmen zum Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern und den Marktteilnehmern abzustimmen und eine Pflicht zur Steuerungsmöglichkeit für kritische Netzzustände beim Verteilnetzbetreiber auszuprägen.

Flexibilitätseinsatz zur Vermeidung von Kapazitätsengpässen

Aufgrund der veränderten Last- und Erzeugungsstruktur werden zunehmend Anlagen im Verteilnetz für die Bewirtschaftung von Netzengpässen im Übertragungsnetz und auch perspektivisch im Verteilnetz mehr in den Fokus rücken. Dazu muss die Flexibilitätsnutzung von ÜNB und VNB koordiniert werden. Um die Koordination zu leisten, benötigt jeder Netzbetreiber alle erforderlichen Informationen über den (geplanten) Abruf von Anlagen in seinem Netz, um seiner Verantwortung gerecht werden zu können. Dafür sind aber neue Prozesse aufzubauen, die einen volkswirtschaftlichen Nutzen (Verringerung der Redispatchkosten) generieren, aber für die jeweiligen Netzbetreiber zu steigenden Kosten führen.

Sektorkopplung: Verstärkter Einsatz von Strom im Wärme- und Mobilitätssektor

Um die Klimaziele zu erreichen, wird die Dekarbonisierung des Energiesektors notwendig. Potenziale können durch die Kopplung des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors gehoben werden. Anwendungen im Verkehrs- und Wärmebereich, wie die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge oder elektrische Heizsysteme, sind an das Verteilnetz angeschlossen, das für diese zusätzlichen Lasten jedoch (noch) nicht dimensioniert ist und adäquat angepasst werden muss.

Elektromobilität: Netzintegration des dynamischen Anstiegs bei Elektromobilität

Der erwartete Markthochlauf der Elektromobilität macht die intelligente Integration der Ladeinfrastruktur in die Verteilnetze erforderlich, um die Kosten des Netzausbaus auf ein notwendiges Maß zu begrenzen. Sektorkopplung im Allgemeinen und Elektromobilität im Speziellen sind Trends, die die Stromnetzwirtschaft in den kommenden 10 Jahren massiv prägen werden. Dabei treten die Leistungsspitzen aber nur in wenigen Stunden des Tages auf; die

(Xgen-relevante) Auslastung der Infrastruktur sinkt im Durchschnitt, auch wenn es gelingt, den Anstieg der Leistungsbedarfe durch intelligente Steuerungen zu bremsen. Ohne zusätzlichen (und damit produktivitätshemmenden) Netzausbau wird es nicht gehen.

Innovationen: Einsatz intelligenter Lösungen zur Optimierung der Bestandsnetze und zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs

Netzbetreiber sind auch zukünftig angehalten, neue Technologie einzusetzen, um damit die bestehenden Netze bestmöglich auszulasten und den Netzausbau auf ein notwendiges Maß zu beschränken. Heute sind die ÜNB verpflichtet, das sogenannte NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau) anzuwenden. Auch die Verteilnetzbetreiber wenden dieses Prinzip an und berücksichtigen die Spitzenkappung von EE-Anlagen bei der Netzplanung. Viele Verteilnetzbetreiber gehen heute schon über das NOVA-Prinzip hinaus, indem sie das NOXVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Flexibilitätsnutzung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) anwenden.

Fazit: Besonderheiten des Stromnetzbetriebs im Xgen berücksichtigen

Die Entwicklung und Etablierung neuer Technologien und die Umsetzung all dieser Maßnahmen verursacht Kosten, wobei die Wirkung entsprechender Maßnahmen zeitlich verzögert eintritt und auch Grenzen hat. Es gelingt zwar, den Kostenanstieg insgesamt zu bremsen, aber letztlich bleibt es dabei, dass Netzmengen und Netzkosten steigen, während der Output des Netzes (sei es in transportierten kWh gemessen oder in realisierten Anschlüssen oder angeschlossener EE-Leistung) weniger schnell wächst – die Produktivität des Netzes geht zurück. Der Xgen Strom muss aufgrund der o. g. Herausforderungen neben der Betrachtung der Vergangenheit ein „prognostisches“ Element berücksichtigen, da die Zukunft höhere Ansprüche und Erwartungen an das Netz hat.