



Energie. Weiter denken

BET | Alfonsstraße 44 | D-52070 Aachen

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Beschlusskammer 4
Stichwort „Produktivitätsfaktor Strom“
Postfach 8001
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Datum: 15.11.2018
Unser Zeichen: OR/MS

+49 241 47062-412
Oliver.Radtke@bet-energie.de

Stellungnahme zum Entwurf der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung (BK4-18-056)

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Alfonsstraße 44
D-52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600

www.bet-energie.de
info@bet-energie.de

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir nehmen Stellung zum Entwurf der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung (BK4-18-056), welcher von Ihnen am 19.10.2018 veröffentlicht wurde.

Im Zuge der Veröffentlichung wurden der interessierten Fachöffentlichkeit die Dateien, welche in die Berechnungen zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (GSP) eingeflossen sind, zur Verfügung gestellt.

Nach Sichtung der bereitgestellten Unterlagen nimmt B E T die von der Beschlusskammer 4 eingeräumte Möglichkeit zur Stellungnahme fristgerecht wahr.

Dr. Alexander Kox
Geschäftsführer

Dr. Olaf Unruh
Geschäftsführer

Dr. Michael Ritzau
Generalbevollmächtigter

Dr. Wolfgang Zander
Generalbevollmächtigter

Ralph Kremp
Partner

Armin Michels
Partner

Dr. Christiane Michulitz
Partnerin

Ulrich Rosen
Partner

Michael Seidel
Partner

UST-ID Nr. DE161524830
Sitz der Gesellschaft: Aachen
Registergericht: Aachen
HRB 5731

Aachener Bank

IBAN DE19 3906 0180 0126 2450 17
BIC GENODED1AAC

Sparkasse Leipzig

IBAN DE88 8605 5592 1142 8255 62
BIC WELEDE8LXXX

Sparkasse Aachen

IBAN DE97 3905 0000 0001 0003 63
BIC AACSD33XXX

HINTERGRUND

Bereits am 19. Oktober 2018 hatte die Bundesnetzagentur (BNA) den nachfolgend kommentierten Entwurf der „Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die 3. Regulierungsperiode in der Anreizregulierung“ (GSP) mit dem Aktenzeichen BK4-18-056 auf der Internetseite veröffentlicht und parallel die angewandten Unterlagen zum Herunterladen bereitgestellt. Die in diesem Zusammenhang von der Bundesnetzagentur (BNA) eingeräumte Möglichkeit zur Stellungnahme begrüßt B E T ausdrücklich. Durch die transparente Darstellung und die Möglichkeit zur Konsultation und Diskussion mit dem Regulierer kann dieser die Interessen der Energiewirtschaft anhören und berücksichtigen. Im vorliegenden Fall betrifft dies den Entwurf zur Festlegung zum GSP Strom der dritten Regulierungsperiode, dessen Kommentierung auch zwingend geboten war, wie uns die eigenen Prüfungsergebnisse und die Erkenntnisse aus der Branche ganz allgemein bereits gezeigt haben.

Die von B E T benannten Kritikpunkte wurden z. T. bereits in vorherigen Verfahren, wie beispielsweise der Konsultation zum GSP Gas für die 3. Regulierungsperiode zum Ausdruck gebracht. Leider wurde die Kritik aber nicht adäquat thematisiert bzw. berücksichtigt, wie wir nachfolgend darlegen werden.

Im vorliegenden Fall wird der GSP Strom für die 3. Regulierungsperiode durch die BNA in Höhe von 1,36 % errechnet und dieser Wert zur Konsultation gestellt. Insbesondere unter Berücksichtigung der angewandten Daten einerseits und der bereits im Gas für die 3. Regulierungsperiode ermittelten Höhe des GSP andererseits, gehen wir von einem deutlichen Korrekturbedarf des zur Konsultation gestellten Wertes aus.

KRITISCHE WÜRDIGUNG

Allgemeine Kritikpunkte

Die allgemeinen Kritikpunkte zur Festlegung des GSP im Strom für die 3. Regulierungsperiode beziehen sich insbesondere auf die Ergebnisse der ermittelten Werte des Malmquist bzw. des Törnquist.

Die Datengrundlage bei den verwendeten Törnquist- und Malmquist-Methoden unterscheidet sich deutlich. Bei der Törnquist-Methode werden die durch die BNA erhobenen handelsrechtlichen Werte der Jahre 2006 bis 2017 verwendet. Demgegenüber werden bei der Malmquist-Methode Kostendaten aus den Kostenprüfungen und damit auf regulatorisch bereits modifizierte Kostendaten eingestellt. Zudem werden in der Törnquist-Methode die Jahre 2006 bis 2017 (sog. Stützintervall) berücksichtigt, während die Malmquist-Methode „nur“ die jeweiligen Basisjahre 2006, 2011 und 2016 berücksichtigt.

Beide Verfahren sind also nicht miteinander zu vergleichen. Eine „Best of“ Auswahl ist nicht sachgerecht. Zudem verwundert es, dass die GSP Gas und Strom mit unterschiedlichen Methoden ermittelt wurden. Auch diese Tatsache halten wir für nicht haltbar.

Im Zuge der Veröffentlichung vom 19.10.2018 wurde ein GSP für Strom in Höhe von 1,82 % gem. Törnquist-Methode und 1,36 % gem. Malmquist-Methode ermittelt. Diese unterscheiden sich deutlich von den ermittelten Werten zum GSP im Gas, welche respektive jeweils 0,9 % (Malmquist) und 0,49 % (Törnquist) betragen.

B E T

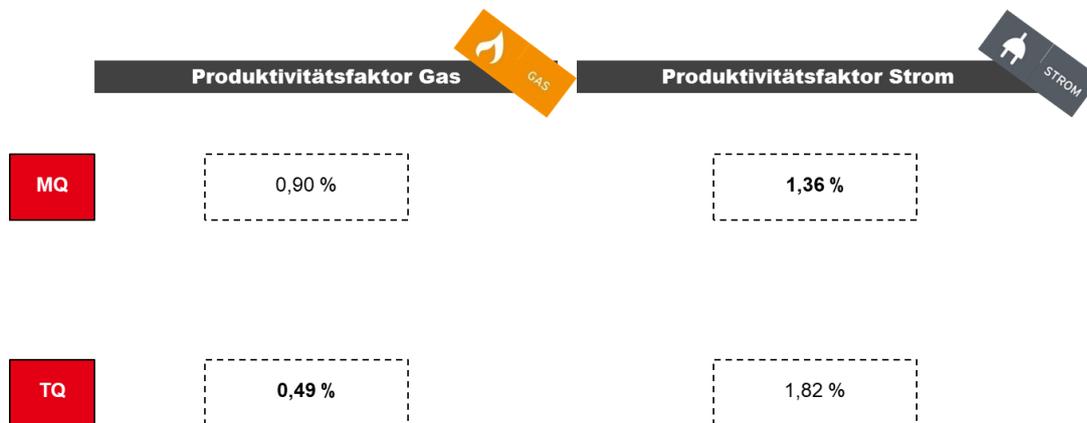


Abbildung 1: GSP Gas und Strom (gem. Entwurf) jeweils für die dritte Regulierungsperiode

Die Auswahl durch die Beschlusskammer 4 hat sich jeweils an der „unteren Bandbreite“ orientiert, welche im Gas einen GSP gem. Törnquist (0,49 %) und im Strom einen GSP gem. Malmquist (1,36 %) ergibt. Somit werden im Ergebnis zwei unterschiedliche Verfahren für die Festlegung des GSP ausgewählt.

Die Auswahl gem. der „unteren Bandbreite“ zu Gunsten der Netzbetreiber ist grundsätzlich zu begrüßen. Dennoch stellt sich die Frage, woraus die hohe Bandbreite innerhalb der jeweiligen Ermittlungsmethode resultiert. Es ist fraglich, wodurch ein GSP (gem. Törnquist) von 0,49 % im Gas und 1,82 % im Strom gerechtfertigt werden kann. Nach unserer Einschätzung kommen für die Ursache der hohen Bandbreite verschiedenen Aspekte in Betracht. Hierzu zählen insbesondere:

- Methodik des Verfahrens
- Auswahl der Parameter
- Vorgehen im Zuge der Datenerhebung
- Betrachtungszeitraum

Beispielsweise verweisen wir auch auf die vielfach diskutierten Monopolrenditen, welche im Zuge der Festlegung des GSP in der 1. und 2. Regulierungsperiode (§ 9 (2) genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (ARegV)) noch nicht abgebaut worden sind bzw. im Zuge der Kostenprüfung und durch die individuelle Effizienzwertermittlung nicht *bereits* abgebaut worden sind. Ob Monopolrenditen in den Strom- und Gasnetzen nach drei bzw. vier Kostenprüfungsrunden mit z. T. deutlichen Kostenkürzungen sowie über bereits zwei Regulierungsperioden angewandte Produktivitätsfaktoren tatsächlich überhaupt bestehen, kann und soll in dieser Stellungnahme nicht weiterverfolgt werden.

Methodik

Die beiden angewandten Verfahren – Malmquist und Törnquist – sowie die jeweiligen methodischen Schwächen der beiden Verfahren wurden im Zuge diverser Konsultationen sowohl im Gas als auch im Strom bereits ausreichend dargelegt.

Der durch die BNA ermittelte Törnquist-GSP in Höhe von 1,82 %, wurde beispielsweise nicht um den Catch-Up-Effekt bereinigt. In der sich hieraus ergebenden Produktivitätsvorgabe werden daher Aufhol-effekte wie Effizienzsteigerungen faktor erhöhend berücksichtigt.

B E T

Diese Betrachtungsweise verstößt u. E. gegen die aus § 21a Abs. 5 EnWG abzuleitende Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben.

Auf weitere Kritikpunkte zur **Malmquist**-Methode wird im Rahmen dieser Stellungnahme aber nicht näher eingegangen.

Im Zuge der Begleitung und Befüllung der Erhebungsbögen für Netzbetreiber und durch Veröffentlichung der Unterlagen für den **Törnquist** konnte B E T jedoch gute Einblicke in die Datenqualität und insbesondere Plausibilität der Daten erhalten, welche daher nachfolgend thematisiert werden.

Die Methodik der Datenverwendung, welche im Rahmen der Kostenprüfungen und der Datenerhebung zum GSP im Gas und Strom erhoben worden sind, ist kritisch zu hinterfragen. Bei rd. 1.100 Netzbetreibern der Energiewirtschaft, welche von unterschiedlichen Regulierungsbehörden (mit unterschiedlichen Prüfungsschwerpunkten) im Zuge der Kostenprüfung und Datenerhebung betreut worden sind, resultieren naturgemäß Diskrepanzen. Diese betreffen nicht nur die Definition und Systematik der Datenbereitstellung, sondern auch die Qualität der verwendeten Daten. Die von der BNA verwendeten Daten enthalten im Törnquist-Tool z. T. nicht sachgerechte Gewichtungen und Schätzungen, welche zu erheblichen Verzerrungen führen.

Auswahl der Parameter

Die in der Törnquist-Methode abgefragten und verwendeten Parameter sind hinsichtlich der Auswahl und der Qualität der Daten zu hinterfragen. Auf Letzteres wird im Abschnitt „Datenerhebung“ näher eingegangen, so dass die Kritikpunkte in diesem Abschnitt sich vorrangig auf die Auswahl der Parameter beschränken.

Im Erhebungsbogen zum GSP Strom (z. T. auch Gas) wurden die tatsächlich geleisteten Stunden im Netzbetrieb abgefragt. Diese Informationen unterliegen nicht den gem. gesetzlichen Verpflichtungen zu erfassenden Informationen der Jahres- bzw. Tätigkeitsabschlüsse der Unternehmen. Daher ist es fraglich, inwiefern sich aus dieser Problematik ein fundierter Parameter ableiten lässt. Im Gegensatz zu mittleren und großen Stadtwerken werden bei kleinen Stadtwerken und KMU keine Stundenschreibungen vorgenommen. Dieser Parameter basiert dort insbesondere in den Geschäftsjahren 2006 bis ggf. 2008 oder gar 2010 vielfach auf Annahmen und Schätzungen, nicht aber auf durch zuständige Regulierungsbehörden geprüften Werten.

Die BNA hat im Rahmen der Datenerhebung gem. § 9 Absatz 3 Satz 3 ARegV nicht davon Gebrauch gemacht, auf die Daten der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahrens gem. § 24 ARegV zu verzichten.

Hinzu kommt im Parameter der geleisteten Stunden die Problematik von Dienstleistungsmodellen und es ist zu hinterfragen, inwieweit Geschäftsmodelle mit technischer und kaufmännischer Betriebsführung durch verbundene Unternehmen bei der Datenabfrage wie auch bei der Datenauswertung angemessen und sachgerecht berücksichtigt wurden.

Nicht nur bei diesem, sondern auch bei anderen Parametern besteht die Befürchtung, dass Daten verwendet wurden, welche aus einem Mix von Erhebungsmethoden entstanden und für wissenschaftliche Auswertungen mit hoher wirtschaftlicher Bedeutung verwendet worden sind.

Datenerhebung

B E T berät Unternehmen der Energiewirtschaft seit mehr als 20 Jahren und hat in diesem Zeitraum sowohl die Einführung der Liberalisierung 1999 als auch die Umsetzung der Anreizregulierungsverordnung begleitet. Im Zuge der operativen Beratung von rd. 100 Netzbetreibern (in Strom und Gas) konnte B E T umfassende Einblicke in die Herausforderungen, welche bei der Befüllung der Erhebungsbögen zur Datenerhebung GSP entstanden sind, erhalten.

Losgelöst von dem unverhältnismäßigen Aufwand der Datenerhebung insbesondere des Jahres 2006, welcher neben dem Zeitraum auch den Umfang der Datenabfrage betraf, gab es nach unseren Erkenntnissen erhebliche Diskrepanzen sowohl in der Datenverfügbarkeit als auch in der Befüllung und sodann in der Plausibilisierung der Erhebungsbögen.

Durch den betrachteten Zeitraum und die z. T. bis dato nicht existierende Notwendigkeit gem. gesetzlichen Pflichten von vorzuhaltenden Parametern mussten im Zuge der Erhebung Abschätzungen der Unternehmen vorgenommen werden. Infolge der fehlenden Vorgabe bzw. Konkretisierung der bereitgestellten Definitionen gab es auch in der Erfassung erhebliche Abweichungen zwischen den Unternehmen. Dieser Sachverhalt trat umso deutlicher in Erscheinung je weiter das Betrachtungsjahr in der Vergangenheit zurücklag. Insbesondere in den Jahren 2006 und 2007 wurden häufig Abschätzungen vorgenommen, da in diesen Jahren erstmalig Tätigkeitsabschlüsse erstellt worden sind. Hierdurch entstanden – logischerweise – Diskrepanzen im Zuge der Befüllung. Diese wurden in den nachfolgenden Jahren sukzessive abgebaut. Den Zeitpunkt, bis zu dem sich die Vorhaltung von abgefragten Daten und die konsistente Erstellung von Tätigkeitsabschlüssen eingestellt hat, bezeichnen wir als *eingeschwungen Zustand*, welcher in den o. g. Jahren nicht der Fall war.

Zusätzlich zur Befüllung der Erhebungsbögen zum GSP durch die Unternehmen kam es im Rahmen der Plausibilisierung der Erhebungsbögen auf Seiten der BNA zu kritikwürdigen Vorgehen bzw. Maßnahmen. Hervorzuheben ist hier insbesondere die teilweise fehlerhafte Plausibilisierung der Angaben im Erhebungsbogen durch Vergleiche und fehlerhafte Interpretationen der Informationen aus den Kostenprüfungen, Monitoringberichten und dem Bundesanzeiger. Im Zuge des Vorgehens wurden z. T. Abweichungen identifiziert, welche auf die fehlerhafte Bearbeitung seitens der Behörde zurückzuführen sind. Hierzu zählen exemplarisch:

- Fehlerhafte Ausweise der Umsatzzahlen (Ansatz der Umsatzerlöse des Gesamtunternehmens anstelle der Tätigkeiten)
- Fehlerhafte Bereinigung von EEG- und KWKG-Erlösen
- Fehlerhafte Saldierung und Ausweisung von vorgelagerten Netzkosten und Baukostenzuschüssen bzw. Netzanschlusskostenbeiträge
- Fehlinterpretation verschiedener Geschäftsmodelle

Infolge der obigen Ausführungen ist es nicht verwunderlich, wenn die Entwicklung der Zeitreihen im Törnquist z. T. deutliche Sprünge enthalten. Nach Auffassung von B E T führt dies – insbesondere in den Jahren 2006 und 2007 – zu Zweifeln hinsichtlich der Belastbarkeit der erfassten und weiterverwendeten Daten.

Erschwerend kommt hinzu, dass strukturelle Brüche (organisatorisch oder beispielsweise im Zuge von Übergängen von Konzessionsgebieten) nicht ausreichend in den Datensätzen gewürdigt bzw. herausgerechnet wurden.

Als Zwischenfazit kann somit festgehalten werden, dass die Verwendung von Daten, welche exogenen Veränderungen durch den Gesetzgeber unterliegen (Einführung ARegV) oder im Zuge des natürlichen

Wettbewerbes innerhalb der Energiewirtschaft endogen entstehen (Veränderungen der Versorgungsstruktur durch Konzessionsübergänge), eine Veränderung des eingeschwungenen Zustands implizieren. Es handelt sich somit um eine verzögerte Wirkungsänderung (sog. *Hysterese*), welche in den jeweiligen Jahren keine Aussage über die Effizienz von Unternehmen in der Zukunft enthält und daher keine Anwendung finden dürften.

Betrachtungszeitraum

Die z. T. deutlichen Unterschiede, welche insbesondere in den Jahren 2006 und 2007 zu Tage treten, weisen auf strukturelle Änderungen hin, welche keinen Eingang in die Ermittlung des Produktivitätsfaktors finden sollten. Die Hauptursache scheint hier insbesondere die erstmalige Verpflichtung von Tätigkeitsabschlüssen zu sein, die seit 2006 von den Energieversorgungsunternehmen durchgeführt werden mussten und teilweise vor allem bei kleinen KMU erst mehrere Jahre später umgesetzt wurden.

Der unterschiedliche Umsetzungsstand der Tätigkeitenabschlüsse insbesondere in 2006 und 2007, führt zu Verwerfungen in der Datenmeldung zum Produktivitätsfaktor.

Die im Rahmen der Ermittlung des generellen, sektoralen Produktivitätsfaktors Strom für die 3. Regulierungsperiode verwendeten Daten der Geschäftsjahre 2006 und 2007 sind aus den nachfolgend beschriebenen Gründen kaum zur Erlangung eines sachgerechten Ergebnisses geeignet.

Die seit 2006 gültigen Entflechtungsbestimmungen der §§ 6-10 EnWG konnten in vielen Unternehmen erst nach und nach umgesetzt werden, Tätigkeitenabschlüsse wie auch Kostenstellenrechnungen wurden in den ersten Jahren auch in Abstimmung mit den zuständigen Regulierungsbehörden vielfach noch händisch beispielsweise über eine Excel-Lösung durchgeführt. Die großzügige Auslegung der Vorschriften stellte für viele EVU ein sehr begrüßenswertes Vorgehen der Regulierungsbehörden dar, wovon vor allen Dingen die KMU profitieren konnten.

KMU waren und sind kleinere Unternehmen, für die das EnWG bereits 2005 Ausnahmen vorsah. Eine Ausnahme besteht in der sogenannten „De Minimis Regelung“. Neben der für alle EVU gültigen Pflicht zum buchhalterischen Unbundling (Kontentrennung) galt und gilt die Pflicht zur rechtlichen Entflechtung gem. § 7 Abs. 2 nur für vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, an deren Energieversorgungsnetz mehr als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Gleiches gilt so dann gem. § 8 Abs. 6 EnWG für die operationelle Entflechtung.

Die buchhalterische Entflechtung wurde vielfach nach und nach eingeführt, die Finanzbuchhaltung erhielt nach und nach das „zwei-Mandanten-System“, Datenbanken wurden getrennt und entflochten, Kontenbuchungen erfolgten erst nach und nach auf die Tätigkeitsbereiche.

Ein Indiz für die sich einstellende Umsetzung der Entflechtungsvorschriften sowie der Kostenprüfungsfolgen ist beispielsweise der Rückgang der geleisteten Arbeitsstunden bzw. der Personalkosten im Törnquist-Tool von 2006 zu 2007.

Nach Inkrafttreten u. a. des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) erfolgte die erste Kostenmeldung der EVU im Jahr 2005 auf Basis des Geschäftsjahres 2004, überwiegend also ohne geprüften Tätigkeitenabschluss. Die kalkulatorische Kostenrechnung für das Sachanlagevermögen wurde aufgestellt und Kostenkürzungen unterschiedlichster Art und Höhe wurden erteilt. Lernprozesse waren auf Seiten der Unternehmen wie auch auf Seiten der Regulierungsbehörden gleichermaßen zu beobachten. Im Rahmen der Kostenprüfung Basis 2004 wurde hilfsweise noch sehr viel pauschal geschlüsselt und wiederum großzügig mit Sicherheitspuffer gekürzt.

Die Kostenprüfungsverfahren 2004 waren kaum automatisiert und konnten auch ohne reichhaltige Erfahrung der Prüfer nicht übermäßig effizient durchgeführt werden. So kam es, dass wiederum viele

B E T

Werke die erste Kostengenehmigung erst verspätet im Jahr 2006 bzw. 2007 und später erhielten. Erst mit Vorliegen der Kostengenehmigung konnte sodann die Kalkulation der Netznutzungsentgelte für das kommende Kalenderjahr auf Basis einer Genehmigung durchgeführt werden. Für die Zeit zwischen dem 01. November 2005 (Stichtag für Inkrafttreten EnWG und flankierende Verordnungen) und dem Datum der Kostengenehmigung wurde die sogenannte „**Mehrerlösabschöpfung**“ durchgeführt. Die zu viel eingenommenen Netzentgelte mussten anteilig über die Folgejahre wieder abgebaut werden. Die Mehrerlösabschöpfung ist im Vergleich zur periodenübergreifenden Saldierung, welche in der Zeit vor der Anreizregulierung zum Einsatz kam, und im Vergleich zum heute bekannten Regulierungskonto eine Besonderheit. Neben den Mengenschwankungen waren insbesondere z. T. deutlich höhere Kosten die Ausgangsbasis der Netznutzungsentgelte, welche vor 2005 auf Basis der Verbändevereinbarung kalkuliert und vermutlich bis zum Zeitpunkt der erstmaligen Kostengenehmigung nach StromNEV abgerechnet wurden. Der Abbau der Mehrerlösabschöpfung ist nun aber – je nach Anzahl der Auflösungsjahre im Output mindestens der Jahre 2007 bis 2008 oder länger enthalten. Ein Indiz hierfür ist der Rückgang der bereinigten Umsatzerlöse im Törnquist-Tool von 2006 bis 2008. In dieser Zeit war der eingeschwungene Zustand der Regulierung ohne diese Sondereffekte eindeutig noch nicht erreicht.

Auf Nachfrage der Unternehmen bei der BNetzA wurden im Rahmen der Datenerhebung zum Produktivitätsfaktor auf Grund des Fehlens der 2006er Tätigkeitenabschlüsse verschiedene Kostenpositionen teilweise nur abgeschätzt oder gar nicht eingetragen. Auch diese Tatsache verfälscht die Datenqualität im Törnquist insgesamt. Auch die BNA selbst hatte sich schon zur **Datenqualität 2006** geäußert:

*„Das Jahr 2006 war durch **Sondereffekte** bei Einführung der Regulierung geprägt, die dazu führten, dass zu Beginn der Regulierung von Unternehmen überhöhte Netzentgelte ausgewiesen wurden. Erst mit Absenkung der Netzentgelte im Zuge der Regulierung, wurden zunächst fälschlich den Netzentgelten zugeordnete Kosten in den Preisbestandteilen berücksichtigt, denen sie nach dem Verursachungsprinzip tatsächlich zuzurechnen waren... Das Jahr 2006 ist daher als Bezugsjahr für einen Zeitreihenvergleich nur sehr eingeschränkt geeignet....“.* (siehe Monitoringbericht 2016, Fußnote 24 Seite 116)

Es stellt sich also zwingend die Frage, warum die Bundesnetzagentur immer noch an der Verarbeitung der Daten 2006 aber auch 2007 festhält – im Strom wie im Übrigen auch im Gas.

Eine Antwort auf diese Frage könnte die folgende Grafik bieten:

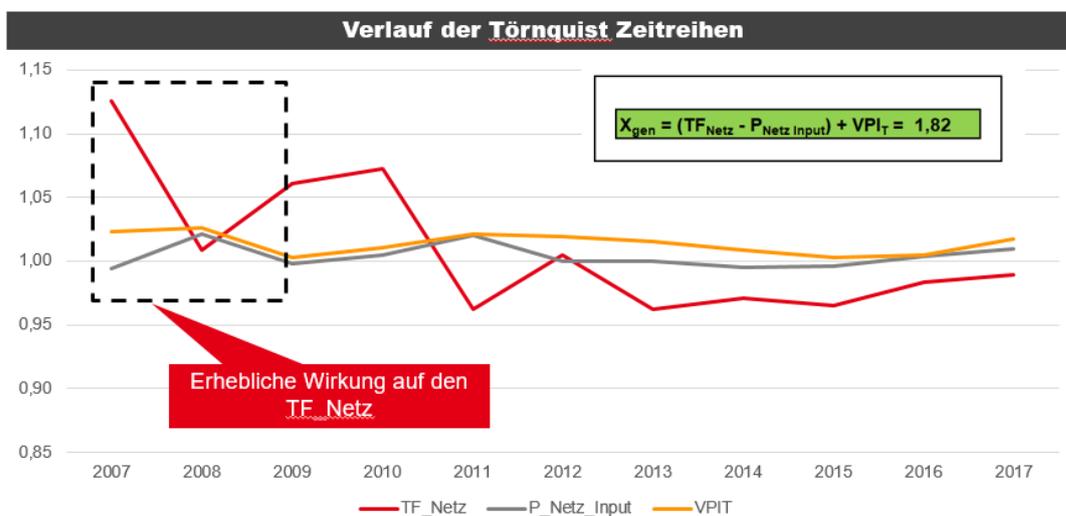


Abbildung 2: BET

B E T

Bei Bewertung des geometrischen Mittels beträgt die totale Faktorproduktivität (Veränderung TF_Netz von 2006 zu 2007) 0,85 % (ohne 2007: -0,26 %). Die Einstandspreisentwicklung (Veränderung des P_Netz_Input) beträgt 0,41 % (ohne 2007: 0,51 %). Die Veränderungsrate des Verbraucherpreisindex (VPIit) wird in Höhe von 1,39 % ermittelt (ohne 2007 wären es 1,30 %).

Daraus ergibt sich ein Produktivitätsfaktor gem. Törnquist: $0,85 \% - 0,41 \% + 1,39 \% = 1,82 \%$ (ohne 2007 wäre das Ergebnis 0,53 %).

Wie die folgende Grafik nun zeigt, verändert sich ohne Berücksichtigung des Jahres 2007 die totale Faktorproduktivität im Strom von 0,85 (Gas: -0,51) auf -0,21 (Gas: -3,02). Der GSP fällt im Strom von 1,82 % (Gas: 0,49 %) auf 0,53 % (Gas: -2,26 %).

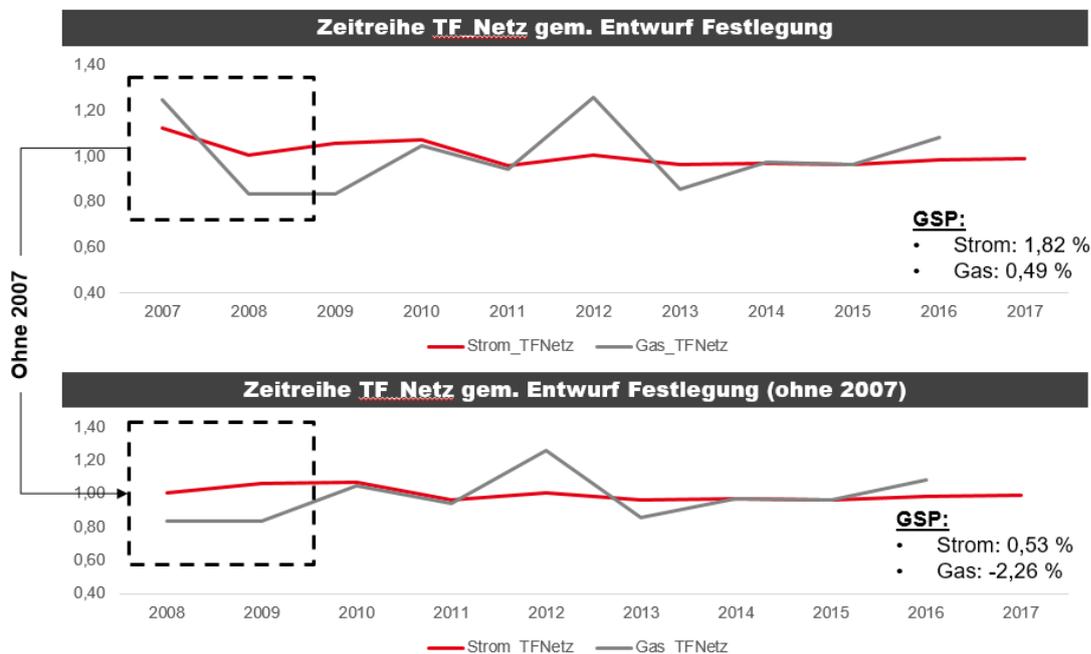


Abbildung 3: Törnquist Tool BNA, Darstellung BET

Nach dem Basisjahrprinzip wurde häufig erst mit mehreren Jahren Zeitverzug verfahren

Nachdem die Datenerhebung zur ersten Kostenprüfung Basis 2004 erfolgt war und sich der hohe Aufwand der Kostenprüfung auf Seiten der Regulierungsbehörden sowie der hohe Aufwand der Datenmeldung (gepaart mit der schrittweisen Einführung des Unbundlings) auf Seiten der Werke bemerkbar machte, wurde den Werken im vereinfachten Verfahren (1. Regulierungsperiode 2009 - 2013: ca. 103 Werke im vollständigen Verfahren, 759 Werke im vereinfachten Verfahren) die Möglichkeit der sogenannten „Erstreckungsgenehmigung“ eingeräumt. Ein in der damaligen Situation durchaus sinnvolles Vorgehen zur Umsetzung der Regulierung. In Bezug auf die Datenverwendung zur Ermittlung des Produktivitätsfaktors bedeutet dies jedoch eine weitere Unschärfe. Die Kostenregulierung der betroffenen Werke im vereinfachten Verfahren fußte sodann unter Anwendung von pauschalen Faktoren (VPI) zum Inflationsausgleich auf der Genehmigung Basis 2004. In Vorbereitung auf die 2. Regulierungsperiode der Anreizregulierung erfolgte die nächste Kostenprüfung für die Werke mit einer solchen „Erstreckungsgenehmigung“ erst wieder mit Bezug auf das Basisjahr 2011 mit Wirkung ab 2014, so dass ungeprüfte und pauschal ermittelte Daten aus bis zu 9 Jahren (2006 – 2014) diesen Zeitraum im vorliegenden Erhebungsbogen zum Produktivitätsfaktor ausmachen.

Im Bundesland Baden-Württemberg wurde die Praxis der Erstreckungsgenehmigung teilweise auch noch in der 2. Regulierungsperiode genehmigt. Hier haben wir sodann ungeprüfte und pauschal ermittelte Daten aus bis zu 14 Jahren, was bei diesen Werken sodann die komplette Datenmeldung zum Produktivitätsfaktor betrifft.

Im Bundesland Saarland erfolgte die abschließende Bearbeitung (Anhörung) der Kostenanträge für die 2. Regulierungsperiode Strom bekanntermaßen vielfach erst im letzten Jahr dieser Regulierungsperiode, im Jahr 2018. Die saarländischen Netzbetreiber bildeten ihre Erlösobergrenzen in der vollständigen 2. Regulierungsperiode auf Basis von Annahmen und Vermutungen.

Auch unter diesen Aspekten ist eine ausreichende Sachgerechtigkeit in der Datenerhebung der Bundesnetzagentur zur Ermittlung des Produktivitätsfortschritts nicht erkennbar.

Einzelne Netzkosten- und Parameter waren im Zeitraum 2004 bis 2013 nicht einheitlich definiert

Bedingt durch die unterschiedliche Regulierungspraxis der Behörden (Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden) sowie durch unterschiedlich ausgelegte Definitionen im Bereich der Netzparameter können weitere Verwerfungen in den Datenmeldungen anfallen.

So wurden beispielsweise die Kosten der Verlustenergie nicht separat oder nur unterschiedlich von Regulierungsbehörde zu Regulierungsbehörde behandelt. Eine einheitliche Vorgabe zur Erfassung und Definition der Verlustmengen der einzelnen Netz- oder Umspannebenen gab es in den ersten Jahren der Regulierung nach StromNEV nicht. In den nun erhobenen Datensätzen sind demnach mutmaßlich sehr unterschiedlich ermittelte Mengenangaben enthalten.

Im Zuge der Kostenprüfung Basis 2004, welche die Basis der angewandten Erlösobergrenzen für viele Werke im vereinfachten Verfahren (Erstreckungsgenehmigung s.o.) bis ins Jahr 2013 (Baden-Württemberg bis 2018) darstellte, wurde u. a. die Position der Darlehenszinsen (EHB PF Position 6. „Zinsen und ähnliche Aufwendungen [in Euro]“) nicht einheitlich behandelt (Anlegbarkeit vs. Obergrenzen). Auch diesbezüglich fehlt es an einer ausreichenden Sachgerechtigkeit der Datenerhebung zum Produktivitätsfaktor für die 3. Regulierungsperiode.

Ein weiterer, beispielhafter Punkt stellt sich bei den Werken mit Dienstleistungsmodell (kaufmännische und/oder technische Betriebsführung) ein. Ein Personalkostenvergleich beispielsweise zwischen integrierten EVU und Netzgesellschaften mit Dienstleistungsmodell kann ohne Einbeziehung der Einzelkosten der Dienstleistungsgesellschaft keine validen Ergebnisse garantieren.

Im Bereich der abgefragten Strukturparameter ist zu bemerken, dass die Definition der Daten zur „Versorgten Fläche“ jahrelang strittig blieb. Viele Netzbetreiber hatten über Jahre keine Kenntnis der Höhe ihrer „Versorgten Fläche“ gemäß Definition der Regulierungsbehörden. Ähnlich ist es bei der Angabe der geographischen Fläche der Versorgung nach Spannungsebenen.

Die aus der Problematik der Tätigkeitenabschlüsse resultierende Rückwirkung auf die Datenauswertung wird im Zuge der Betrachtung der Zeitreihe der totalen Faktorproduktivität Netz (TFP_Netz) klar, welche in diesen Jahren einen deutlichen Knick macht.

FAZIT

Allgemeine kritische Würdigung

Die Datengrundlage bei den verwendeten Törnquist- und Malmquist-Methoden unterscheidet sich deutlich. Zudem werden in der Törnquist-Methode die Jahre 2006 bis 2017 (sog. Stützintervall) berücksichtigt, wohingegen die Malmquist-Methode „nur“ die jeweiligen Basisjahre 2006, 2011 und 2016 berücksichtigt. Beide Verfahren sind also nicht miteinander zu vergleichen. Eine „Best of“ Auswahl ist nicht sachgerecht. Im Ergebnis erscheint der zur Konsultation gestellte GSP in Höhe von 1,36 % vor dem Hintergrund der benannten Kritikpunkte fehlerbehaftet und korrekturwürdig.

Grundsätzlich stellt sich auch die Frage nach der Notwendigkeit der Korrektur der Inflationsanpassung innerhalb der Regulierungsperiode und des Erlöspfades. Nach drei bzw. vier Kostenprüfungen mit z. T. deutlichen Kostenkürzungen sowie bereits zwei Regulierungsperioden mit angewandtem Produktivitätsfaktor sollte es keinerlei Kostenbestandteile geben, welche durch einen GSP auch in der 3. Regulierungsperiode noch gekürzt werden müssen. Im Umkehrschluss würde die Anwendung eines GSP auch die Berücksichtigung der ständig wachsenden Anforderungen und Aufgaben der Netzbetreiber bedeuten. Die Betriebskosten im Netz werden jedoch nach erfolgter Kostenkürzung im Basisjahr so dann im Zuge der Regulierungsperiode asynchron zur Entwicklung der Aufgaben ausschließlich weiter abgeschmolzen.

Methodik und Vergleichsparameter

Die angewandten Methoden haben jeweils ihre Schwächen, welche nicht angemessen gewürdigt wurden. Hinzu kommen Besonderheiten durch unterschiedliche Geschäftsmodelle, welche sich durch den gesamten Erhebungszeitraum ergeben. Eine diesbezügliche Berücksichtigung bzw. Korrektur der Methodik oder Parameter wurde jedoch nicht durchgeführt.

Es besteht die Befürchtung, dass wiederholt Daten verwendet wurden, welche aus einem Mix von Erhebungsmethoden entstanden und für wissenschaftliche Auswertungen mit hoher, wirtschaftlicher Bedeutung verwendet worden sind. Zudem verwundert es, dass die GSP Gas und Strom mit unterschiedlichen Methoden ermittelt wurden. Unter dem Gesichtspunkt der Vergleichbarkeit sollten die Methoden im Strom und im Gas nicht voneinander abweichen.

Datenerhebung & Zeitraum

B E T hat die Datenerhebung, Auswertung sowie den ersten und zweiten Rückfragenlauf bei einer Vielzahl von Werken begleitet. Dabei fiel auf, dass Sondereffekte der Jahre 2006 und 2007 (fehlende Tätigkeitsabschlüsse, Datenschätzungen, Mehrerlösabschöpfung usw.) und zum Teil sogar bis 2010 nicht ausreichend gewürdigt bzw. bereinigt wurden. Allein anhand der Datenqualität wäre zu erwarten gewesen, dass das Jahr 2006 nach kritischer Prüfung den Datenanforderungen der BNA nicht entsprochen hätte und dass die Jahre 2007 bis 2010 als „Ausreißer“ hätten bereinigt werden müssen. Unsere Erfahrungen bei der Befüllung der EHB zum XGEN deuten darauf hin, dass die Plausibilisierung der Bundesnetzagentur z. T. sehr robust (grob) war.

In den Jahren bis mindestens 2010 gab es keinen eingeschwungenen Zustand bei vielen Netzbetreibern, daher ist es fraglich, wie sich hieraus für die Zukunft ein Produktivitätsfaktor ableiten lässt.

Die BNA hat im Rahmen der Datenerhebung gem. § 9 Absatz 3 Satz 3 ARegV nicht davon Gebrauch gemacht, auf die Daten der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahrens gem. § 24 ARegV zu verzichten. Sie hat nach § 9 Absatz 3 Satz 2 ARegV einen Vergleichszeitraum von 12 Jahren gewählt, wobei die Verordnung mindestens vier Jahre vorgibt.

B E T

Die Überarbeitung der Kalkulation des GSP Strom für die 3. Regulierungsperiode sehen wir als unausweichlich. Die größte Kritik erfolgt an der Berücksichtigung der Daten des Jahres 2006. Zumindest der Entfall der Daten dieses Datensatzes muss sich im Ergebnis und nach Würdigung der Konsultationseingaben und Stellungnahmen ergeben.

Mit freundlichen Grüßen

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH



ppa. Michael Seidel



i. V. Oliver Radtke



i. A. Micha Ries



i. A. Bastiaan Milatz