



**Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der
Stromverteilernetzbetreiber
1. Jänner 2019 - 31. Dezember 2023**

Inhaltsverzeichnis

1.	<i>Einleitung</i>	4
2.	<i>Ziele der Anreizregulierung und Regulierungsmodell</i>	6
3.	<i>Anwendungsbereich und Dauer der Regulierungsperiode</i>	8
4.	<i>Ermittlung der Ausgangskostenbasis</i>	9
4.1.	<i>Geprüfte Kosten des Geschäftsjahres 2016</i>	9
4.2.	<i>Bestimmung der beeinflussbaren Betriebskosten</i>	10
4.3.	<i>Bestimmung der Kapitalkosten</i>	11
4.3.1.	<i>Grundzüge der effizienzabhängigen Rendite</i>	11
4.3.2.	<i>Kapitalkostenabgleich – Anwendung der effizienzabhängigen Rendite</i>	12
5.	<i>Generelle Produktivitätsvorgabe (Xgen)</i>	14
6.	<i>Individuelle Zielvorgabe (Xind) - Benchmarking</i>	23
6.1.	<i>Benchmarkingverfahren</i>	24
6.1.1.	<i>Data Envelopment Analysis (DEA)</i>	25
6.1.2.	<i>Modified Ordinary Least Squares (MOLS)</i>	25
6.1.3.	<i>Skaleneffekte</i>	26
6.1.4.	<i>Funktionale Form und Umgang mit Null-Outputniveaus</i>	26
6.2.	<i>Spezifikation der Benchmarkingparameter</i>	27
6.2.1.	<i>Variablenauswahl: Inputparameter</i>	27
6.2.2.	<i>Variablenauswahl: Outputparameter (Struktur- und Leistungsparameter)</i>	31
6.3.	<i>Berechnung der Effizienzwerte – MOLS</i>	36
6.4.	<i>Berechnung der Effizienzwerte – DEA</i>	37
6.5.	<i>Ausreißeranalysen</i>	38
6.6.	<i>Ermittlung des individuellen (gewichteten) Effizienzwertes (Xind)</i>	40
6.7.	<i>Konvergenz der Effizienzwerte</i>	42
7.	<i>Bestimmung der Zielvorgabe während der Regulierungsperiode</i>	45
8.	<i>Netzbetreiberpreisindex (NPI)</i>	49
9.	<i>Finanzierungskostensatz (WACC)</i>	51
10.	<i>Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)</i>	59
11.	<i>Erweiterungsfaktoren</i>	60
11.1.	<i>Betriebskostenfaktor</i>	60
11.2.	<i>Zielvorgaben für Kostenerhöhungen durch Erweiterungen</i>	64
11.3.	<i>Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges</i>	64
12.	<i>Regulierungskonto</i>	66

13.	<i>Weiterentwicklung des Netzbetriebs</i>	67
14.	<i>Regulierungsformel</i>	68
15.	<i>Ausblick: Übergang zur folgenden Regulierungsperiode</i>	72
16.	<i>Literaturverzeichnis</i>	73
17.	<i>Anhang 1</i>	75
18.	<i>Anhang 2</i>	76

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Standardisierte Nutzungsdauern für die Annuitätenberechnung	30
Abbildung 2: Inputkostenbasen für Benchmarking.....	31
Abbildung 3: Ausreißeranalysen nach Benchmarkingverfahren und Inputspezifikation	39
Abbildung 4: Übersicht zur Effizienzverteilung nach Modellen, standardisierte Sicht	40
Abbildung 5: Übersicht zur Effizienzverteilung nach Modellen, kalkulatorische Sicht	41
Abbildung 6: Verteilung der gewichteten Effizienzwerte nach Best-of Abrechnung über die beiden Kostenbasen.....	41
Abbildung 7: Verteilung der Effizienzwerte.....	42
Abbildung 8: Unternehmensindividuelle Effizienzwerte der 3. und 4. Regulierungsperiode	43
Abbildung 9: Zusammenhang zwischen Zielvorgabe und Effizienzwert.....	48
Abbildung 10: Festlegung des Finanzierungskostensatzes gem. § 60 EIWOG 2010	52
Abbildung 11: WACC für Neuanlagen	52
Abbildung 12: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis	59
Abbildung 13: Schätzergebnis Preisansätze für den Betriebskostenfaktor.....	61

1. Einleitung

Zweck dieses Dokuments ist die Beschreibung der Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber. Im Vergleich zur dritten Regulierungsperiode ergeben sich einige Anpassungen. Diese betreffen vorrangig folgende Teilbereiche:

- Kostenfeststellung sowie neuerlicher Effizienzvergleich mit aktualisierten geprüften Kostenbasen und geänderten Outputparametern
- Verkürzung der Abbaudauer von Ineffizienzen von zwei Perioden auf nunmehr eineinhalb Perioden und Anhebung der Mindesteffizienz. Diese Verkürzung soll die Stromverteilernetzbetreiber aktiv dabei beanreizen, ihre Kosten in Einklang mit den Effizienzvorgaben zu bringen und von einer überhöhten Kostenbasis zu Beginn einer Regulierungsperiode und vernachlässigbaren Effizienzvorgaben durch die Streckung auf volle zwei Perioden abzusehen.
- Neuberechnung des Betriebskostenfaktors: Aufgrund der Kostenveränderungen bei den Netzbetreibern ist eine Aktualisierung der Preisansätze erforderlich.
- Ersatz des Investitionsfaktors durch einen Kapitalkostenabgleich: In der kommenden vierten Regulierungsperiode erfolgt die Abgeltung von Kapitalkosten anhand der Finanzierungskosten für das tatsächlich vorhandene Vermögen und der anfallenden Abschreibungen. Durch diesen Kapitalkostenabgleich wird sichergestellt, dass tatsächlich getätigte Investitionen abgegolten werden und die allokativen Effizienz insbesondere auch während einer Regulierungsperiode erreicht wird, weil auch das Totband des Investitionsfaktors mit dem Entfall dessen entfällt.
- Einführung des Systems der effizienzabhängigen Rendite: Bislang konnten lediglich effiziente Netzbetreiber den gem. § 60 ElWOG 2010 festgelegten Finanzierungskostensatz erreichen. Mit dem System der effizienzabhängigen Rendite ist dies bereits für durchschnittlich effiziente Netzbetreiber möglich; überdurchschnittlich effiziente Netzbetreiber erwirtschaften eine höhere, unterdurchschnittlich effiziente Netzbetreiber hingegen eine niedrigere Rendite.
- Entfall der Abschläge (Zielvorgaben) auf Abschreibungen: Mit dem System der effizienzabhängigen Rendite wird Netzbetreibern und damit auch deren Eigentümern eine Rendite gewährt, die ihre relative Effizienz widerspiegelt. Abschreibungen werden unbeabsichtigt durchgereicht, d.h. der Mittelrückfluss ist garantiert.
- Einführung eines Mark-up auf den Finanzierungskostensatz gem. § 60 ElWOG 2010 für Investitionen ab dem Geschäftsjahr 2019 zur Erreichung des Ziels der Investitionsförderung.
- Ersatz des operativen Mehrkostensystems für Smart-Metering der dritten Periode (OPEX SM Cost+) durch einen nunmehr pauschalen Ansatz mit Anreizwirkung für die vierte Regulierungsperiode

- Aktualisierung weiterer Parameter wie Finanzierungskostensatz (Weighted Average Cost of Capital, in der Folge: WACC) und generelle Zielvorgabe (XGen).

Im Rahmen eines langfristigen Anreizregulierungsmodells, welches für eine Gesamtheit von Unternehmen über eine bestimmte Periode Anwendung findet, können unternehmensspezifische Entwicklungen und Anforderungen generell nur eingeschränkt berücksichtigt werden.¹ Die Ausgestaltung einiger Elemente (z.B. Netzbetreiberpreisindex) erfolgt unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung gemäß § 59 EIWOG 2010.² Die dargestellten Grundsätze werden inhaltlich erstmals im Zuge der Kostenermittlungsverfahren im Jahr 2018 (Entgeltermittlung für das Jahr 2019) umgesetzt.

Es sei angemerkt, dass die Darstellung der grundsätzlichen Regulierungssystematik im Vordergrund steht und diverse Vereinfachungen in den angeführten formalen Darstellungen zur leichteren Lesbarkeit in Kauf genommen werden.

Die Behörde weist darauf hin, dass sich die dargelegten Inhalte des vorliegenden Dokuments ausschließlich auf die vierte Regulierungsperiode für Stromverteilernetzbetreiber, welche eine Abgabemenge von über 50 GWh im Jahr 2008 verzeichnen, beziehen und die Ausgestaltung nachfolgender Regulierungsperioden nicht präjudizieren. Das vorliegende Dokument basiert auf den einschlägigen gesetzlichen Grundlagen in der derzeit geltenden Fassung (EIWOG 2010, E-ControlG³); künftige Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen können auch (innerhalb der Regulierungsperiode) Änderungen der dargestellten Systematik nach sich ziehen.

Die gegenständliche Regulierungssystematik stützt sich auf Erkenntnisse, die im Rahmen von Gesprächen, Austausch von Gutachten, Berechnungsgrundlagen und Positionspapieren zwischen der Branchenvertretung Österreichs Energie, einzelnen Unternehmensvertretern, den Legalparteien gem. § 50 EIWOG 2010 (das sind Bundesarbeiterkammer und die Wirtschaftskammer Österreich) und der Behörde im Zeitraum von März 2017 bis Sommer 2018 gewonnen wurden. Auf Grundlage dieser Ermittlungen wurden den Verfahrensparteien im Sommer 2018 vorläufige Ermittlungsergebnisse mit einer angemessenen Stellungnahmefrist übermittelt. Ebenfalls wurden sämtliche Gesprächsprotokolle der Experten- und High-Level Termine mit Branchenvertretern und Legalparteien sowie sämtliche übermittelte Gutachten und Präsentationen im Zuge des Begutachtungsverfahrens den beteiligten Parteien zur Verfügung gestellt.

Zahlreiche Netzbetreiber, Branchenvertretungen und die Legalparteien übermittelten dementsprechende Stellungnahmen im September 2018. Die Behörde analysierte die eingelangten Stellungnahmen. Während unternehmensindividuelle Aspekte in den jeweiligen Kostenbescheiden adressiert werden, erfolgt eine Würdigung der generellen Themen in diesem Dokument.

¹ Ein Modell stellt *per definitionem* eine Abstraktion der Realität dar.

² Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 108/2017.

³ Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 174/2013.

2. Ziele der Anreizregulierung und Regulierungsmodell

Ein langfristig stabiler Regulierungsansatz für ein natürliches Monopol sollte (idealerweise) mehrere – manchmal einander widerstreitende – Ziele verfolgen:

- o Förderung effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums
- o Schutz der Konsumenten
- o Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen
- o Investitions- und Innovationssicherheit für die regulierten Unternehmen (siehe auch vorangegangenen Punkt)
- o Versorgungszuverlässigkeit und Qualität der Dienstleistung
- o Transparenz des Systems
- o Ausgewogene Behandlung der regulierten Unternehmen
- o Minimierung der direkten Regulierungskosten
- o Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz und Stabilität des Regulierungssystems durch alle betroffenen Interessensgruppen (Kunden, Arbeitnehmer, Eigentümer etc.)
- o Rechtliche Stabilität

Damit sich ein Unternehmen *produktiv* effizient verhält, d.h. Anstrengungen unternimmt, zu geringstmöglichen Kosten zu produzieren, muss ihm zumindest für eine gewisse Zeitperiode eine Belohnung für diese Anstrengung belassen werden und somit ein *allokativ* ineffizienter Zustand für diesen Zeitraum geduldet werden.

Eine überschießende *allokative* Ineffizienz kann jedoch im Widerspruch zum Schutz der Konsumenten stehen und somit die politische Akzeptanz des Systems gefährden. Ein nachträglicher Eingriff in das Regulierungssystem, mit dem als unangemessen wahrgenommene Gewinne abgeschöpft werden, steht nun seinerseits im Widerspruch zum Anreiz zur *produktiven* Effizienz.

Bei allen regulatorischen Maßnahmen muss sichergestellt werden, dass die Unternehmen ausreichende Mittel zur Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit haben. Dies kann im Widerspruch zur *produktiven* Effizienz stehen, da dadurch der wirksamste Sanktionsmechanismus einer Wettbewerbswirtschaft, nämlich das Ausscheiden eines Unternehmens aus dem Produktionsprozess, beschränkt wird. Es stellt sich deshalb in der ökonomischen Literatur die Frage, inwieweit der Regulator eine *soft budget constraint* bei den regulierten Unternehmen zulassen will, respektive aufgrund des politischen Umfelds muss.

Im Sinne der Akzeptanz durch Unternehmen und Konsumenten ist die Transparenz des Regulierungssystems zu gewährleisten. Diese liegt nur dann vor, wenn die Entscheidungsgrundlagen in nachvollziehbarer Weise offengelegt werden. Transparenz darf jedoch nicht mit der uneingeschränkten Akzeptanz von Einwendungen der regulierten

Unternehmen gleichgesetzt werden. Transparenz ist eng mit der Planungssicherheit verbunden. Dem regulierten Unternehmen müssen die Rahmenbedingungen der Regulierung zu Beginn der Regulierungsperiode bekannt sein. Dies bedeutet jedoch nicht, dass das Argument der Planungssicherheit Änderungen der Regulierungssystematik ausschließt. Vielmehr ist das Regulierungsregime von der Behörde laufend zu evaluieren. Stellt die Behörde Verbesserungspotentiale fest, so ist die Regulierungssystematik mit Beginn einer neuen Anreizregulierungsperiode entsprechend zu adaptieren.

Die Ausgewogenheit der Behandlung der regulierten Unternehmen bedeutet, dass eine Bevorzugung einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen vermieden und niemandem einseitig unzumutbare Belastungen auferlegt werden sollen. Ausgewogenheit bedeutet aber auch, dass das Regulierungssystem im Einklang mit dem Ziel der Förderung der produktiven Effizienz stehen muss und eine „soft budget constraint“ wohl überlegt sein will. Die übermäßige Streckung von Effizienzvorgaben über einen zu langen Zeitraum kann der Ausgewogenheit aus Kundensicht widersprechen und die Imitation von wettbewerblichen Verhältnissen konterkarieren.

Aufgabe der Regulierung muss es weiters sein, eine Balance zwischen den Zielen in der Form herzustellen, dass während der gesamten Regulierungsperiode der Grundsatz der politischen Akzeptanz und Stabilität gewahrt bleibt.

Die Regulierung kann – wie in der Vergangenheit – auf jährlichen Kostenprüfungen basieren, was sowohl für die regulierten Unternehmen als auch den Regulator mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden ist, oder im Rahmen eines längerfristigen, stabilen Modells mit regelmäßigen, jedoch nicht jährlichen Kostenprüfungen, erfolgen. Im Sinne einer Minimierung der direkten Regulierungskosten ist längeren Zeitspannen zwischen den Kostenprüfungen jedenfalls der Vorzug zu geben. Während der Zeitspannen sollten die Tarife⁴ einer Preisfindungsregel mit zu Beginn der Periode bekannten Parametern folgen. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass diese Preisfindungsregeln nicht zu sehr von den zugrundeliegenden Kostenentwicklungen abweichen, weshalb die Zeitspanne zwischen den Kostenprüfungen nicht zu groß sein darf.

Weitere Aktualisierungen und Anpassungen des Regulierungssystems werden in den folgenden Abschnitten dargestellt.

⁴ In diesem Dokument werden die Begriffe „Tarif“ und „Entgelt“ als Synonyme verwendet.

3. Anwendungsbereich und Dauer der Regulierungsperiode

Das in diesem Dokument dargestellte Regulierungssystem gilt generell für alle Stromverteilernetzbetreiber Österreichs, welche eine Abgabemenge von über 50 GWh im Jahr 2008 verzeichnen konnten (vgl. § 48 Abs. 1 ElWOG 2010). Dies trifft auf 38 Unternehmen (vgl. Anhang in Abschnitt 17) zu.

Zur Bestimmung der Dauer einer Regulierungsperiode ist eine Abwägung zwischen verschiedenen Effekten notwendig. Wie bereits in Abschnitt 2 dargestellt wurde, besteht die Anreizwirkung zur produktiven Effizienz in der zwischenzeitlichen Entkoppelung der zugestandenen von den tatsächlichen Kosten bzw. Erlösen. Die Intensität dieser Anreizwirkung ist im Rahmen einer Anreizregulierung insbesondere von der Dauer der Entkoppelung – der Dauer der Regulierungsperiode - abhängig⁵. Durch die Entkoppelung wird bewusst ein vorübergehend allokativ ineffizienter Zustand zur Generierung von Anreizen zur produktiven Effizienz in Kauf genommen. Während eine zu kurze Zeitspanne der Entkoppelung zu geminderten Anreizen führen kann, besteht bei zu langen Zeitspannen die Gefahr, dass mögliche Kostensenkungspotentiale, abgebildet durch den ex-ante bestimmten Kostenpfad (konsumentenseitig) überschätzt bzw. (unternehmensseitig) unterschätzt werden. Die Einschätzung wird umso schwerer, je länger der Zeitraum gewählt wird.

In der gegenwärtigen Regulierungspraxis betragen die Zeitspannen für die Dauer einer Regulierungsperiode in der Regel zwischen drei und fünf Jahren. Da sowohl die Regulierungsbehörde als auch die Branche in den letzten Jahren eingehende Erfahrungen mit dem System der Anreizregulierung gemacht haben, erscheint eine Beibehaltung der Zeitspanne von 5 Jahren erstrebenswert.

Zur Minderung des aus der Literatur ableitbaren Ratchet-Effekt⁶ wird das wiederkehrende (kontinuierliches) Benchmarking fortgeführt. Kontinuierlich bedeutet in diesem Sinne, dass der Effizienzvergleich jeweils vor Beginn einer Regulierungsperiode zu erfolgen hat und daher der daraus resultierende Kostenpfad auch nur für eine Regulierungsperiode wirkt.

Wesentlich bei dieser Vorgangsweise ist allerdings, dass für die Bestimmung der Ausgangs- und Benchmarkingkostenbasis entsprechende Normierungen und Glättungen zur Vermeidung von strategischem Verhalten hinsichtlich der Verschiebung von Kostenpositionen (beispielsweise im Bereich der Instandhaltung, Personalbestand etc.) durchgeführt werden. Gerade bei der Prüfung der Kostenzuordnung und insbesondere bei Umlagen, internen und externen Leistungsverrechnungen sei ein strenger Maßstab bei der Beurteilung der Kosten, sowohl dem Grund als auch der Höhe nach, vorzunehmen.

⁵ Es sei angemerkt, dass die Dauer einer Regulierungsperiode bei einer reinen Yardstick-Regulierung keine Rolle spielt, da hier keine zwischenzeitliche Entkoppelung, sondern (in der Reinform) eine gänzliche Entkoppelung zwischen zugestandenen und tatsächlichen Kosten (auch im Ausgangsjahr) erfolgt.

⁶ Ausweisung einer überhöhten Kostenbasis zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode im „Fotojahr“ (siehe hierzu Rodgarkia-Dara, A., 2007, Ratchet Effect: Theorie, Lösungsansätze und international Erfahrungen, E-Control Working Paper, Nr. 18, 1-70).

4. Ermittlung der Ausgangskostenbasis

E-Control verfolgt im Rahmen der Kosten- bzw. Mengenermittlung prinzipiell den Ansatz, auf letzt-verfügbare Werte abzustellen. Jedoch ist eine Kostenprüfung aller betroffenen Unternehmen einerseits mit einem erheblichen Aufwand sowohl auf Seiten der Behörde als auch bei den Unternehmen verbunden. Zudem soll den betroffenen Unternehmen ausreichend Zeit zur Stellungnahme hinsichtlich der Neugestaltung des Regulierungssystems (einschließlich eines neuerlichen Effizienzvergleiches) sowie der Kostenermittlungsbescheide eingeräumt werden. Schließlich reicht es insbesondere für die Ermittlung der Zielvorgaben nicht aus, dass die Mehrheit der Unternehmen letztverfügbare Werte übermittelt hat; es ist vielmehr erforderlich, dass die relevanten Daten aller Unternehmen vorliegen. Aus all diesen Gründen wird grundsätzlich von einer Prüfung der Kosten des – an sich letzt-verfügbaren – Geschäftsjahres 2017 abgesehen und stattdessen auf das Geschäftsjahr 2016 abgestellt.

Maßgeblich für die Determinierung des relevanten Geschäftsjahres ist generell der jeweilige Bilanzstichtag (Abschlussstichtag gemäß § 201 UGB). Liegt der Bilanzstichtag eines Unternehmens somit im Jahr 2016, werden die bilanziellen Werte zu diesem Stichtag (Jahresabschluss) im Rahmen der durchgeführten Kostenprüfung betrachtet.

In Teilbereichen (z.B. im Bereich der nicht beeinflussbaren Kosten sowie der Eingangsgrößen für die Berechnung der Erweiterungsfaktoren) wird im Rahmen der Feststellung der Kostenbasis jedoch auf jeweils letztverfügbare Werte abgestellt, um den systemimmanenten Zeitverzug möglichst gering zu halten. Aus dem Zeitverzug resultierende nachteilige Effekte werden durch eine entsprechende Behandlung (vgl. Abschnitt 11.3) abgefedert.

4.1. Geprüfte Kosten des Geschäftsjahres 2016

Die Basis für die vierte Anreizregulierungsperiode bilden daher die von der Regulierungsbehörde geprüften Gesamtkosten, d.h. Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX), des Geschäftsjahres 2016 (K_{2016}), wobei die Angemessenheitsprüfung nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung gemäß § 59 EIWOG 2010 erfolgt. Dabei ist auf pagatorische bzw. bilanzielle Werte abzustellen - eine Berücksichtigung von Kosten auf Planwertbasis wäre unzulässig (vgl. die Erläuterungen von § 59 Abs. 1 und 4 EIWOG 2010). Die Daten des Geschäftsjahres 2016 werden darüber hinaus unter Heranziehung der Entwicklungen in den vorangegangenen Jahren plausibilisiert und gegebenenfalls normalisiert, um eine reine Stichtagsbetrachtung sowie die strategische Verschiebung von Kostenpositionen in das „Fotojahr“ zu vermeiden, bzw. um außerordentliche Effekte zu berücksichtigen.⁷

Im Rahmen der Kostenprüfung erfolgt eine differenzierte Feststellung der Betriebskosten nach den Kategorien „nicht beeinflussbar“ und „beeinflussbar“ gemäß § 59 Abs. 6 EIWOG 2010, die zusammen die Betriebskosten 2016 ($OPEX_{2016}$), ergeben. Die Trennung ist

⁷ Außerordentliche Effekte umfassen beispielsweise unvorhergesehene Kostenerhöhungen ausgelöst durch Naturkatastrophen (gewöhnliche Reinvestitionen in die Netzinfrastruktur fallen jedenfalls nicht darunter).

deswegen erforderlich, weil die beeinflussbaren Kosten den Zielvorgaben gemäß § 59 Abs. 2 ElWOG 2010 in der Form eines Kostenpfades (beinhaltet die generellen und individuellen Zielvorgaben) sowie dem Netzbetreiberpreisindex unterliegen. Die „nicht beeinflussbaren“ Kosten (*nbK*) unterliegen hingegen keinen Zielvorgaben; sie werden dementsprechend auf Basis letztverfügbarer Werte geprüft und ohne Auf- oder Abschläge durchgereicht (*pass-through*), d.h. additiv im Rahmen der Regulierungsformel berücksichtigt (vgl. Abschnitt 14). Relevant ist diese Differenzierung weiters für die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges (vgl. Abschnitt 11.3).

Als nicht-beeinflussbare Kosten von Verteilernetzbetreibern des jeweiligen Jahres (*nbK_t*) gelten gemäß § 59 Abs. 6 ElWOG 2010 Kosten:

- o für die Nutzung funktional verbundener Netze im Inland (z.B. vorgelagerte Netzkosten);
- o für Landesabgaben zur Nutzung öffentlichen Grundes (Gebrauchsabgabe);
- o zur Deckung von Netzverlusten auf Basis transparenter und diskriminierungsfreier Beschaffung (Preiskomponente der Netzverlustkosten);
- o aufgrund gesetzlicher Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, welche dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Voll liberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit 1. Oktober 2001 bestanden haben.

Die Regulierungssystematik für Stromverteilernetzbetreiber sieht ab der vierten Periode eine getrennte Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten vor.

4.2. Bestimmung der beeinflussbaren Betriebskosten

Auf Betriebskostenseite wird für die Dauer der Regulierungsperiode wie bisher ein Budget zur Verfügung gestellt, wobei Änderungen der Versorgungsaufgabe durch pauschale additive Betriebskostenfaktoren (vgl. Abschnitt 11.1) abgebildet werden. Die Betriebskosten des relevanten Kostenprüfungsjahres 2016 werden während der Regulierungsperiode mittels Zielvorgaben (in genereller und unternehmensindividueller Form) sowie dem Netzbetreiberpreisindex indiziert.

Zur Ermittlung der Ausgangskostenbasis der Betriebskosten werden die beeinflussbaren Betriebskosten des Geschäftsjahres 2016 mit dem Netzbetreiberpreisindex (NPI, vgl. Abschnitt 8) und der generellen Produktivitätsvorgabe (*Xgen*, vgl. Abschnitt 5) hochgerechnet, um zwei gegenläufige Effekte abzubilden.⁸ Diese Berechnung stellt sicher, dass neben exogenen Preissteigerungen im dargestellten Zeitraum auch der branchenspezifische Produktivitätsfortschritt adäquat berücksichtigt wird.

⁸ Die Anwendung der individuellen Zielvorgabe (vgl. Abschnitt 7) erfolgt erstmalig mit der Überleitung dieser beeinflussbaren Ausgangskostenbasis (Kostenermittlungsverfahren 2018) in die Entgelte des Jahres 2019; dem ersten Jahr der vierten Anreizregulierungsperiode. Dies wird formal im Abschnitt 14 (Regulierungsformel) dargestellt.

$$OPEX_{2018}^{Pfad} = (OPEX_{2016} - nbK_{2016}) \times \prod_{t=2017}^{2018} [(1 + \Delta NPI_t) \times (1 - Xgen_{4.Periode})]$$

Bei abweichenden Wirtschaftsjahren müssen im Rahmen der Hochrechnung entsprechende Anpassungen hinsichtlich der unterjährigen Betrachtung vorgenommen werden.

Für die Bestimmung der Tarife mit 1. Jänner 2019 wird die OPEX-Ausgangskostenbasis $OPEX_{2018}^{Pfad}$ erstmalig mit der in Kapitel 7 beschriebenen Zielvorgabe (ZV) und dem Netzbetreiberpreisindex (NPI) übergeleitet.

$$OPEX_{2019}^{Basis\ Entgelte} = OPEX_{2018}^{Pfad} \times (1 + \Delta NPI_{2019}) \times (1 - ZV_{4.Periode})$$

4.3. Bestimmung der Kapitalkosten

Die Behandlung der Kapitalkosten im Zuge der vierten Regulierungsperiode erfährt grundlegende Änderungen. Diese stehen den Netzbetreibern im Gegensatz zu den Betriebskosten nicht mehr als pauschales Budget für die Dauer einer Regulierungsperiode zur Verfügung, sondern werden gemäß ihrer aktuellen Entwicklung erfasst. Kapitalkosten sind im Allgemeinen als Summe der Abschreibungen und der Finanzierungskosten des betriebsnotwendigen Vermögens zu verstehen. Mit dem System der effizienzabhängigen Rendite wird ein neues Anreizsystem geschaffen, welches eine unternehmensindividuelle Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens bis zu einem bestimmten Stichtag umfasst.

4.3.1. Grundzüge der effizienzabhängigen Rendite

Im Zuge der vierten Regulierungsperiode wird den Unternehmen eine unternehmensindividuelle Verzinsung gewährt, welche sich an der unternehmensindividuellen Effizienz der Unternehmen orientiert. Ausgangspunkt ist ein relativer Effizienzvergleich mit Einbeziehung der Gesamtkosten (in standardisierter Form) welcher in Kapitel 6 beschrieben ist.

Einem durchschnittlich effizienten Unternehmen wird ein durchschnittlicher Finanzierungskostensatz (WACC vor Steuern, vgl. Kapitel 9) auf das betriebsnotwendige Vermögen (vgl. Kapitel 10) in Höhe von 4,88 % zugestanden. Der Durchschnitt bestimmt sich als arithmetisches Mittel über alle vom Effizienzvergleich umfassten Netzbetreiber nach Berücksichtigung der Mindesteffizienz in Höhe von 80 %.

Die effizienzabhängige Rendite variiert je nach Effizienzwert um bis zu +/- 0,5 Prozentpunkte um den Durchschnitt von 4,88 % (WACC vor Steuern, vgl. Kapitel 9), der dem durchschnittlich effizienten Netzbetreiber gewährt wird. Der Durchschnitt bestimmt sich als arithmetischer Mittelwert der Effizienzwerte der Stromverteilernetzbetreiber. Um sicherzustellen, dass das Vermögen der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber im Durchschnitt zu 4,88 % verzinst wird, erfolgt ein Ausgleich der positiven (überdurchschnittlich effizient) und negativen

(unterdurchschnittlich effizient) Überhänge im Saldo auf Null. Dies wird durch eine Justierung des Aufschlages mit dem Faktor k_1 erreicht.

Der Justierungsfaktor k_1 wird wie folgt gewählt:

Um die kostenneutrale Ausgestaltung des Anreizsystems zu erreichen, wird der Faktor k_1 so gewählt, dass die Summe der Überhänge exakt der Summe der Unterhänge entspricht.

Die effizienzabhängige Rendite für unterdurchschnittlich bzw. überdurchschnittlich effiziente Unternehmen i wird wie folgt berechnet:

$$WACC_{\text{überdurchschnittlich};i}^{\text{Effizienz}} = 4,88\% + \frac{0,5\% \times k_1}{(100\% - \emptyset\text{Effizienz})} \times (\text{Effizienzwert}_i - \emptyset\text{Effizienz})$$

$$WACC_{\text{unterdurchschnittlich};i}^{\text{Effizienz}} = 4,88\% - \frac{0,5\%}{(\emptyset\text{Effizienz} - 80\%)} \times (\emptyset\text{Effizienz} - \text{Effizienzwert}_i)$$

Im Saldo ergibt sich eine kostenneutrale Anreizwirkung der effizienzabhängigen Rendite.

Der Justierungsfaktor k_1 nimmt während der vierten Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber den folgenden Wert an: 0,1148.

Die die Eigenkapitalrendite⁹ von Stromverteilernetzbetreibern variiert demnach zwischen 6,90% und 8,29% und beträgt für den durchschnittlich effizienten Netzbetreiber 8,15% vor Steuern. Inwieweit durch eine derartige Spreizung ausreichend Anreize auf eine Verbesserung der Effizienz erreicht werden, ist in künftigen Analysen zu klären.

4.3.2. Kapitalkostenabgleich – Anwendung der effizienzabhängigen Rendite

Die unternehmensindividuelle effizienzabhängige Rendite wird während der vierten Regulierungsperiode auf die verbleibenden Restbuchwerte des RAB des Vermögens bis 2016 angewandt. Nettozugänge (Zugänge abzüglich BKZ) der Jahre 2017 und 2018 werden mit einer einheitlichen Rendite von 4,88 % verzinst; für Investitionen ab 2019 erhöht sich diese Rendite durch die Gewährung eines Mark-up auf 5,20 %. Dies erfolgt mangels jährlicher Effizienzvergleiche, bis ein neuerlicher Effizienzvergleich (für die folgenden Regulierungsperioden) diese Investitionen auch umfassen kann, d.h. Investitionen werden als vorübergehend durchschnittlich effizient eingestuft. Die Gewährung des Mark-up erfolgt aus Gründen der Investitionsförderung und geht deshalb über den angemessenen Finanzierungskostensatz gemäß § 60 EIWOG 2010 hinaus. Abschreibungen unterliegen in dieser Systematik keinen Abschlägen, d.h. der Mittelrückfluss wird zur Risikominderung für Netzbetreiber garantiert.

⁹ $Rendite^{EK} = \frac{WACC_{EFF-FK} \times Zins \times FK^{Anteil}}{EK^{Anteil}}$

Beilage 2

Der Kapitalkostenabgleich sieht in Verbindung mit der effizienzabhängigen Rendite (WACC_EFF) für die Entgeltermittlung mit 1. Jänner 2019 wie folgt aus und errechnet sich stets anhand der Buchwerte des laufenden Geschäftsjahres (t-2):

$$\begin{aligned} & \textit{Kapitalkostenabgleich}_{2019} \\ &= AfA_{2017} + RAB_{\textit{Vermögen bis 2016}}^{2017} \times WACC_Eff \\ &+ RAB_{\textit{Vermögen ab 2017}}^{2017} \times 4,88\% \end{aligned}$$

Für die Folgejahre gilt:

$$\begin{aligned} & \textit{Kapitalkostenabgleich}_{2020} \\ &= AfA_{2018} + RAB_{\textit{Vermögen bis 2016}}^{2018} \times WACC_Eff \\ &+ RAB_{\textit{Vermögen ab 2017}}^{2018} \times 4,88\% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \textit{Kapitalkostenabgleich}_{2021} \\ &= AfA_{2019} + RAB_{\textit{Vermögen bis 2016}}^{2019} \times WACC_Eff \\ &+ RAB_{\textit{Vermögen ab 2017}}^{2019} \times 4,88\% \\ &+ RAB_{\textit{Vermögen ab 2019}}^{2019} \times 5,20\% \end{aligned}$$

5. Generelle Produktivitätsvorgabe (Xgen)

Mit der dritten Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber wurde der generelle Faktorproduktivitätsfortschritt (Xgen) der ersten und zweiten Regulierungsperiode von 1,95 Prozent p.a. auf 1,25 Prozent gesenkt. Seitens der Branche wurde im Zuge der Diskussionen zur Ausgestaltung der vierten Regulierungsperiode eine deutliche Absenkung des generellen Produktivitätsfortschritts auf die Höhe von 0 Prozent gefordert und hierzu ein Gutachten im Auftrag von Österreichs Energie (Gugler/Liebensteiner 2017¹⁰ bzw. Gugler/Liebensteiner 2018a¹¹) eingebracht, welches sich auf eine ökonometrische Schätzung des Xgen mittels eines Panel-Datensatzes (d.h. unternehmensindividuellen Werten über mehrere Jahre) stützt. Um eine sachgerechte Festsetzung des Xgen für die kommende Regulierungsperiode zu gewährleisten, hat die Behörde ebenfalls ein entsprechendes Gutachten (WIK-Consult 2018¹²) in Auftrag gegeben und eine eigene Erhebung der Datengrundlage eingeleitet, weil die Daten von Gugler/Liebensteiner für die Behörde zum Teil nicht nachvollziehbar waren, notwendige Bereinigungen um sonstige betriebliche Erträge nicht erfolgten, die Datengrundlage nur bis zum Geschäftsjahr 2015 reichte und zudem erhebliche Lücken bestanden. Die behördeneigene Ermittlung der Datengrundlage umfasst die Auslesung der von den Unternehmen übermittelten Erhebungsbögen im Rahmen der jährlichen Abfragen von 2002 bis 2016 und fokussiert sich generell auf den Adressatenkreis dieser Regulierung, d.h. die Unternehmen mit einer Abgabemenge von über 50 GWh im Kalenderjahr 2008. Die Daten (Betriebskosten gegliedert in einzelne Bestandteile) und potentielle Kostentreiber (Outputs wie reale Leitungslängen, Netzhöchstlasten, Zählpunkte, Kunden- und Lastdichten, Anzahl der Mitarbeiter im Netzbereich, etc.) wurden anschließend mit den jeweiligen Unternehmen verifiziert und um gesonderte Effekte bereinigt, die mit einer Produktivitätsentwicklung wenig gemein haben. Hierzu zählen vorgelagerte Netzkosten, Netzverlustkosten, Gebrauchsabgaben, Effekte aus dem Regulierungskonto und außergewöhnliche Personalrückstellungen in einzelnen Jahren. Diese (abgestimmte) Datengrundlage wurde seitens der Behörde Gugler/Liebensteiner als Branchengutachter sowie den Gutachtern der Legalparteien Swiss Economics (im Auftrag der WKO) und Frontier Economics (im Auftrag der BAK) zur Verfügung gestellt, um eigene Analysen durchzuführen. Generelles Ziel bestand darin, mit einer einheitlichen Datengrundlage einen profunden Wert für die Höhe der generellen Produktivitätsvorgabe für die vierte Regulierungsperiode abzuleiten und die Erkenntnisse der Gutachter in der Gesamtschau zu würdigen. Im Rahmen eines Expertentermins am 6.6.2018 zwischen Behörde, Österreichs Energie und einzelnen Unternehmensvertretern sowie den Legalparteien BAK und WKO wurden auch die beteiligten Gutachter (Gugler/Liebensteiner, WIK-Consult, Frontier Economics und Swiss Economics) eingeladen, ihre Ergebnisse zu präsentieren. Während Swiss Economics 2018a¹³ keine konkreten Werte für den Xgen der vierten Regulierungsperiode ermittelte, sondern ausschließlich eine explorative Datenanalyse vornahm, wurden seitens Gugler/Liebensteiner

¹⁰ K. Gugler, M. Liebensteiner (2017), „Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischen Stromverteilernetz“, Studie im Auftrag von Österreichs Energie, 05.07.2017.

¹¹ K. Gugler, M. Liebensteiner (2018a), „Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischen Stromverteilernetz“, Studie im Auftrag von Österreichs Energie, 21.03.2018.

¹² WIK-Consult GmbH (2018), „Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Stromverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der vierten Regulierungsperiode“, Studie im Auftrag der E-Control, 26.06.2018.

¹³ Swiss Economics (2018a), „Zwischenresultate Xgen“, Studie im Auftrag der WKO, 06.06.2018.

2018b¹⁴, Frontier Economics 2018a¹⁵ und WIK-Consult 2018 eingehende empirische Analysen vorgenommen.

Im Nachgang dieses Termins wurden der Behörde die Gutachten Swiss Economics 2018b¹⁶, Frontier Economics 2018b¹⁷, Gugler/Liebensteiner 2018c¹⁸, Gugler/Liebensteiner 2018d¹⁹, Gugler/Liebensteiner 2018e²⁰ sowie Oxera 2017²¹ übermittelt. Daher wird in der Folge eine Zusammenfassung und Würdigung sämtlicher Vorbringen durchgeführt.

Swiss Economics – Gutachten im Auftrag der WKO

Swiss Economics 2018a sowie 2018b nehmen eine Analyse des Branchengutachtens von Gugler/Liebensteiner 2018a sowie eine grafische Analyse des Xgen-Datensatzes der E-Control vor. Demnach ist die Vorgangsweise von Gugler/Liebensteiner 2018a mit der Analyse im Gasbereich des Vorjahres vergleichbar. Die TOTEX-Schätzung mit pagatorischen Kostendaten ist aus Sicht der Gutachter bei Änderung des Regulierungsmodells (keine CAPEX-Beabschlagung, vgl. Kapitel 4.3) nicht problemadäquat. Darüber hinaus sollten reale Kosten Eingang in die Schätzgleichung finden, da die Produktivität über eine Mengenbetrachtung bestimmt wird. Nominelle Schätzungen unter Kontrolle für Änderungen der Inputpreise sind hingegen problematisch, da der Verlauf des Kostenfaktors Arbeit (als Quotient aus Personalaufwand und Zahl der Mitarbeiter) erratisch ist und mit einer betrieblichen Logik nicht übereinstimmt. Zudem wird analog zum Benchmarking eine Ausreißeranalyse als notwendig erachtet. Fixed-Effects-Modelle sollten jedenfalls getestet werden. Hinzu kommt, dass das Stützintervall jedenfalls die Phase der Anreizregulierung umfassen bzw. von Regulierungsperiode zu Regulierungsperiode konstant gehalten werden sollte und nicht aus Partikularinteressen willkürlich gewählt werden darf.

Die grafische Analyse des von der E-Control bereitgestellten Xgen-Datensatzes zeigt einen stetig steigenden Verlauf der realen standardisierten CAPEX, eine starke Variation der realen OPEX sowie kontinuierlich steigende reale standardisierte TOTEX. Im Vergleich zum allgemeinen Preisniveau ist ein überdurchschnittlich steigender Verlauf der Kosten sichtbar, der in den Fotojahren besonders ausgeprägt ist. Die wesentlichen aggregierten Kostentreiber

¹⁴ K. Gugler, M. Liebensteiner (2018b), „Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums im österreichischen Stromverteilnetz“, Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie, 06.06.2018.

¹⁵ Frontier Economics (2018a), „Generelle Produktivitätsvorgabe“, Studie im Auftrag der BAK. 06.06.2018.

¹⁶ Swiss Economics (2018b), „Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode VNB Strom“, Studie im Auftrag der WKO, 07.2018.

¹⁷ Frontier Economics (2018b), „Gutachten zur Anreizregulierung von Strom-VNB in Österreich“, Studie im Auftrag der BAK. 08.2018.

¹⁸ K. Gugler, M. Liebensteiner (2018c) „Stellungnahme zu den Präsentationen zum X-Gen Stromverteilnetz am 6.6.2018“ Studie im Auftrag von Österreichs Energie. 19.06.2018.

¹⁹ K. Gugler, M. Liebensteiner (2018d) „Kurzstellungnahme zu ‚Vorläufige Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023‘ der E-Control Austria vom 19.07.2018“ Studie im Auftrag von Österreichs Energie. 14.08.2018.

²⁰ K. Gugler, M. Liebensteiner (2018e) „Stellungnahme zu ‚Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode VNB Strom‘ (Gutachten im Auftrag der Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ), Swiss Economics)“ Studie im Auftrag von Österreichs Energie. 01.10.2018.

²¹ Oxera (2017) „Bestimmung des Produktivitätsfaktors für österreichische Stromverteilnetze“ Untersuchung für Österreichs Energie. 13.04.2017.

haben sich schwächer als die standardisierten TOTEX entwickelt. Somit wären Effizienzverbesserungen gemessen an den für Kunden bereitgestellten Outputs über alle Netzbetreiber hinweg kaum aufgetreten.

Swiss Economics 2018a sowie 2018b fassen zusammen, dass eine rein OPEX-seitige Bestimmung des Xgen zu einem positiven Wert führen müsste. Der Wert für das erwartete Produktivitätswachstum in der nächsten Regulierungsperiode kann zwar unterhalb des für die Vergangenheit ermittelten Wachstums liegen; ein Wert von Null wäre im Rahmen der österreichischen Regulierungssystematik jedoch gänzlich unplausibel, da der rechnerische Fortschritt auch bei den Verteilernetzbetreibern nicht Halt macht.

Frontier Economics – Gutachten im Auftrag der BAK

Frontier Economics 2018a sowie 2018b stützt sich bei den Berechnungen sowohl auf eine Analyse der nominellen sowie realen Betriebs- und Gesamtkosten. Als Knackpunkte identifizieren sie i) die Verwendung von nominellen oder realen Kosten, ii) die Schätzung der Kostenfunktion mittels TOTEX oder OPEX sowie iii) die Wahl eines adäquaten Stützintervalls. Daher werden von den Gutachtern mehrere Schätzungen durchgeführt, wobei sie sich für ein Abstellen auf OPEX aussprechen. Die präsentierte Methodik umfasst eine Kostenfunktion mit linearem sowie quadriertem Zeittrend, ein Fixed-Effects-Modell und eine Restriktion auf konstante Skalenerträge, wobei auf die Berücksichtigung von Faktorpreisen verzichtet wird, da kein komplettes Inputpreisset (bestehend aus Arbeit, Kapital und Vorleistungen) zur Verfügung steht. Das Abstellen auf reale Kosten stellt aufgrund der fehlenden Faktorpreise eine zweitbeste Lösung dar. Ein alleiniges Abstellen auf nominelle Kosten (ohne Faktorpreise) unterschätzt den Produktivitätsfortschritt, da Inputpreissteigerungen außer Acht gelassen werden. Frontier Economics 2018a sowie 2018b führen zudem aus, dass ein deutlicher OPEX-CAPEX-Shift aus der Datenbasis erkennbar ist. Die Gutachter schließen, dass eine Vernachlässigung des Xgen nicht sachgerecht wäre und dem Grundgedanken einer Marktwirtschaft entgegenstünde. Das vorgeschlagene Intervall auf Basis einer OPEX-Schätzung mit nominellen und realen Kosten liegt zwischen 0,3 und 2,6%. Das Abstellen auf die OPEX erscheint im konkreten Kontext sachgerecht, sofern im zukünftigen österreichischen Regulierungsrahmen der Strom-Verteilernetzbetreiber beabsichtigt ist, dass der Xgen nur auf die OPEX wirken soll (vgl. Kapitel 4.3). Ein alleiniges Abstellen auf reale OPEX überschätzt den Produktivitätsfortschritt. Zudem wäre eine OPEX-Kostentreiberanalyse erforderlich.

Zusammenfassend sollte der Xgen oberhalb von Null liegen. Da sowohl die untere als auch die obere Grenze des ermittelten Intervalls verzerrt sind, ist eine stärkere Orientierung an dessen Mitte angebracht, wobei die Unsicherheiten in der empirischen Ermittlung eine Orientierung an der unteren Hälfte rechtfertigen.

Gugler/Liebensteiner – Gutachten im Auftrag von Österreichs Energie

Gugler/Liebensteiner 2018b führen einleitend an, dass Produktivitätssteigerungen im Zeitablauf abnehmen und der Xgen langfristig somit gegen Null konvergieren sollte. Für die Schätzungen werden die Daten der Behörde sowie selbst erhobene herangezogen, pagatorische Kapitalkosten verwendet und Outputs in Anlehnung an die Spezifikation der Behörde definiert. Limitationen in den Daten stellen die Faktorpreise dar (teilweise fehlende Daten sowie Outsourcing). Die Kostenfunktion wird unter Berücksichtigung von Faktorpreisen, jedoch ohne die Hinzunahme von Firmen-fixen Effekten geschätzt. Als abhängige Variable fungieren sowohl TOTEX als auch OPEX. Sofern Faktorpreise in der Regression enthalten sind, werden diese sowie die Kosten mit dem Netzbetreiberpreisindex (NPI) deflationiert. Eine Deflationierung von Kosten ohne Kontrolle für Inputpreise wäre hingegen keineswegs sachgerecht und führe zu einer Überschätzung des TFP-Wachstums. Auf Basis der Regressionsergebnisse resümieren Gugler/Liebensteiner, dass i) die Möglichkeiten für technologischen Fortschritt im Stromverteilernetz bereits ausgeschöpft sind, ii) neben dem Frontier Shift auch ein Catch-Up-Effekt im Zeittrend inkludiert ist und iii) somit ein Xgen in Höhe von 0% sachgerecht wäre.

WIK-Consult – Gutachten im Auftrag der Behörde

Laut Ansicht von WIK-Consult 2018 stellen die OPEX die zu erklärende Variable in der Kostenfunktion dar, weil der Xgen auch nur auf die OPEX wirkt (vgl. Kapitel 4.3). Im Rahmen der OLS-Schätzung würde die Inklusion von Faktorpreisen zwar die First-Best-Lösung darstellen (vgl. Ausführungen bei Gugler/Liebensteiner oben); da diese jedoch nicht (in ausreichender Qualität) vorhanden sind, erfolgt eine Realbetrachtung durch die Deflationierung der OPEX mit dem NPI. Vorgelagert sind zahlreiche Tests zur Identifikation der Panelstruktur (vgl. Ausführungen bei Swiss Economics oben) sowie eine dynamische Kostentreiberanalyse (vgl. Ausführungen bei Frontier Economics oben). Die von WIK-Consult präferierte Hauptspezifikation mit Firmen-fixen Effekten, deflationierten OPEX und der Exklusion von Faktorpreisen aufgrund der unzureichenden Datenqualität und -grundlage ergibt einen Wert von 1,72 Prozent p.a. mit einem 95%-Konfidenzintervall von 1,10 bis 2,35 % (vgl. WIK-Consult Tabelle 4-2, Spezifikation 1a).

WIK-Consult 2018 nimmt zudem auch eine Berechnung eines Malmquist-Indexes vor, welcher eine Trennung in Frontier Shift und Catch-Up-Effekte erlaubt (vgl. Ausführungen bei Frontier Economics und Gugler/Liebensteiner oben). Die daraus resultierenden Veränderungen der Faktorproduktivität liegen zwischen 2,22 und 2,36%.

Weitere Analysen umfassen die Betrachtung von Sensitivitäten mit und ohne Ausreißeranalysen, die Kontrolle für den Kapitalstock und die Frage der Berücksichtigung eines quadratischen Zeittrends. Generell stützen die Sensitivitätsberechnungen die Ergebnisse der Hauptspezifikation von 1,7 Prozent aufwärts. Unter Berücksichtigung dieser Sensitivitätsanalysen liegt das Intervall für den Faktorproduktivitätsfortschritt zwischen 1,7 und 2,3% p.a.

Stellungnahme von Gugler/Liebensteiner zu den Ergebnissen der Gutachter

Gugler/Liebensteiner reichten im Nachgang zum Expertentermin vom 6.6.2018 eine Stellungnahme (Gugler/Liebensteiner 2018c) zu den Präsentationen der Gutachter ein. Diese Stellungnahme umfasst neben einer Kritik an den seitens der übrigen Gutachter vorgebrachten Argumenten eine Reihe von neuen Berechnungen mit unterschiedlichen Datengrundlagen für OPEX und TOTEX; jeweils unter der Einbeziehung eines quadratischen Zeittrends sowie von Faktorpreisen und einer entsprechenden Diskussion von Shephard's Lemma zur Verdeutlichung, weshalb nur dieser Ansatz (first-best Lösung) problemadäquat sei. Im Ergebnis gelangen Gugler/Liebensteiner zu statistisch nicht von Null verschiedenen Werten von -0,83 Prozent für TOTEX und -0,08 Prozent für OPEX.

Kurzstellungnahme von Gugler/Liebensteiner zur vorläufigen Regulierungssystematik

Im Zuge der Stellungnahmen zum vorläufigen Ermittlungsergebnis wurde von Gugler/Liebensteiner eine Kurzstellungnahme zur vorläufigen Festlegung des Xgen in Höhe von 0,785% p.a. vorgebracht (Gugler/Liebensteiner 2018d). Die Gutachter argumentieren, dass i) im verwendeten Datensatz eine Bereinigung um sonstige betriebliche Erträge erfolgte, ii) anhand der von Swiss Economics 2018a durchgeführten grafischen Analyse keine wissenschaftlichen Schlüsse auf den Xgen gezogen werden können, iii) die Obergrenze des von Frontier Economics 2018a ermittelten Intervalls verzerrt ist, iv) die Exklusion von Firmen-fixen Effekten den Regressionsergebnissen geschuldet ist, v) das Fehlen des Faktorpreises für Vorleistungen bzw. die Annahme wettbewerblich organisierter Vorleistungsmärkte keine validen Argumente für die Nichtberücksichtigung von Inputpreisen darstellen, vi) ein quadratischer Zeittrend in die Schätzgleichung aufzunehmen ist und vii) eine Deflationierung der Kosten ohne Berücksichtigung von Faktorpreisen zu einer Überschätzung des Produktivitätswachstums führt.

Stellungnahme von Gugler/Liebensteiner zum Gutachten von Swiss Economics im Auftrag der WKÖ

Eine weitere Stellungnahme wurde von Gugler/Liebensteiner zu Swiss Economics 2018b abgegeben (Gugler/Liebensteiner 2018e). Demnach i) wurden im verwendeten Datensatz Bereinigungen durchgeführt, um den Faktorpreis für Arbeit möglichst adäquat abzubilden, ii) führen Ausreißerbereinigungen nicht zu höheren Signifikanzniveaus, iii) sind Behauptungen auf Basis einer rein grafischen Analyse abzulehnen, iv) ist die Anwendung unternehmensindividueller Faktorpreise essentiell, v) liefern die seitens E-Control bereitgestellten standardisierten Kapitalkosten ein verfälschtes Bild, vi) wurde das Stützintervall (2010 bis 2015) als Kompromiss aus dem Zielkonflikt Stabilität vs. Aktualität gewählt, vii) führt eine Kostenschätzung ohne Hinzunahme von Inputpreisen zwangsweise zu einem verzerrten geschätzten Produktivitätswachstum, viii) bedeutet die Integration volatiler erneuerbarer Energieträger (hohe Investitionskosten bei gleichbleibenden Outputs) eine

Verringerung der Produktivität und ix) entbehrt eine Ex-post-Korrektur der geschätzten totalen Faktorproduktivität im Netzsektor jeglicher theoretischen Fundierung.

Gutachten von Oxera im Auftrag von Österreichs Energie

Ein weiteres Gutachten zum Xgen im österreichischen Stromverteilnetz wurde von Oxera 2017 im Auftrag von Österreichs Energie verfasst. Die Untersuchung wendet die Törnqvist-Methode an und basiert auf öffentlich verfügbaren Sektordaten, wobei als Outputs sowohl der Produktionswert als auch die Wertschöpfung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Stützintervalle herangezogen werden. Die Gutachter resümieren, dass der Xgen leicht positiv wie leicht negativ sein kann, wobei der Schwerpunkt um Null liegt.

Allerdings weist die präsentierte Herangehensweise jedoch eine Vielzahl an Datenproblemen auf. So enthalten die verwendeten aggregierten Daten aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung des Sektors Energieversorgung Informationen der Elektrizitäts-, Gas-, Wärme- und Kälteversorgung. Dies impliziert, dass Daten für den Netzsektor nicht im wünschenswerten Ausmaß zur Verfügung stehen. Zudem ist nicht sichergestellt, dass die vorgenommene Deflationierung der Outputindizes mit dem Preisindex der Energiewirtschaft erfolgte. Darüber hinaus findet die Auslastung von Produktionsfaktoren in den Berechnungen keine Berücksichtigung, weshalb für das Jahr 2009 (Wirtschafts- und Finanzkrise) negative Produktivitätsänderungen ermittelt werden. Daher fasst Oxera 2017 zusammen, dass die Robustheit, mit welcher die Ergebnisse der Studie interpretiert werden können, erschwert ist.

Aufgrund der mit diesem Gutachten verbundenen Schätzprobleme kann nicht sichergestellt werden, dass die Ergebnisse tatsächlich den generellen Faktorproduktivitätsfortschritt der österreichischen Stromverteilernetze betreffen und fließen folglich auch nicht in die weiteren Überlegungen der Behörde ein.

Würdigung und Festlegung seitens der Behörde

i) OPEX vs. TOTEX

WIK-Consult 2018 behandelt in seinem Gutachten ausführlich die Diskussion um die relevante Stützgröße (OPEX- vs. TOTEX-Betrachtung) und kommt zu dem Schluss, dass diese im österreichischen Regulierungskontext durch die Nicht-Beabschlagung der Kapitalkosten auf den Betriebskosten fußen sollte. Hierzu wurde im Gegensatz zum Gas-Bereich des Vorjahres auch eine intensive Kostentreiberanalyse durchgeführt. Die Behörde betrachtet daher eine OPEX-Schätzung als sachgerecht.

ii) Spezifikation der Kostenfunktion

Die Thematik der first- vs. second-best Lösung wird vom Behördengutachter WIK-Consult ebenfalls diskutiert. Wenngleich Gugler/Liebensteiner immer von einer korrekt spezifizierten Kostenfunktion sprechen, weist WIK-Consult darauf hin, dass diese durch die fehlenden Faktorpreise für Vorleistungen auch im Falle der von Gugler/Liebensteiner verfolgten first-best Lösung (Inklusion von Faktorpreisen) selbst nicht gegeben und eine second-best Lösung (Nichtberücksichtigung von Faktorpreisen) bei der Annahme von wettbewerblichen

Vorleistungsmärkten vertretbar sei. Die unzureichende Datenqualität des Inputfaktors Arbeit wird von Swiss Economics 2018b ebenfalls thematisiert.

Gugler/Liebensteiner 2018d, Gugler/Liebensteiner 2018e sowie Frontier Economics 2018b weisen darüber hinaus darauf hin, dass eine Deflationierung von Kosten ohne Berücksichtigung von Inputinputpreisen notwendigerweise zu einer Überschätzung des Produktivitätswachstums führt. Obwohl die Behörde der These der Überschätzung nicht folgen kann, kommt bei der Festlegung des Xgen zur Berücksichtigung der vorgebrachten Bedenken ein vorsichtiger Ansatz zur Anwendung.

iii) Polynomischer Zeittrend

Oesterreichs Energie sowie Gugler/Liebensteiner plädieren darüber hinaus für eine Spezifikation mit einem polynomischen Zeittrend zweiter Ordnung in der Kostenfunktion. Dies impliziert jedoch, dass die Konfidenzintervalle des Faktorproduktivitätsfortschritts von der Höhe des Zeitindex abhängen und sich insbesondere in den rezenten Jahren trichterförmig weiten. Dadurch wird der Wert von Null eingeschlossen und der Schätzwert insignifikant. Gugler/Liebensteiner 2018d argumentieren, dass sich das Prognoseintervall weitet, je weiter man in die Zukunft prognostiziert und dies die erhöhte Unsicherheit abbildet. Für die Behörde ist dies jedoch nicht schlüssig. Denn die trichterförmige Weitung der Konfidenzintervalle bei der Inklusion des quadratischen Zeittrends kommt nicht aufgrund der Zukunftsprognose, sondern durch die sachgerechte Berücksichtigung eines Samples, welches bis in das Jahr 2002 zurückreicht, zustande. Darüber hinaus kann die Hypothese von abnehmenden Produktivitätspotentialen über die Zeit durch die Daten nicht bestätigt werden. Vielmehr wird der lineare Zeittrend durch statistische Tests bestätigt. Daher sieht die Behörde von Spezifikationen mit einem quadratischen Zeittrend ab.

iv) Firmen-fixe Effekte

Während die Gutachter Frontier Economics und WIK-Consult Firmen-fixe Effekte in ihren Spezifikationen berücksichtigen, sprechen sich Gugler/Liebensteiner für einen pooled-OLS-Ansatz aus und begründen dies damit, dass die Outputkoeffizienten durch die Inklusion von Firmen-fixen Effekten negativ und großteils insignifikant werden, da die Outputs in der Kostenfunktion für jede Firma im Stromverteilsnetzsektor nur sehr schwach über die Zeit variieren. Spezifikationen mit firmenspezifischen fixen Effekten erscheinen den Gutachtern somit verzerrt und nicht sachgerecht. Jedoch schreiben Gugler/Liebensteiner 2018e: „[D]ie statistische Signifikanz eines geschätzten Parameters [ist] keine Rechtfertigung für eine Modellwahl.“

WIK-Consult begründet die Hinzunahme von Firmen-fixen Effekten mittels statistischer Tests (F-Test sowie Hausman-Test). Das von WIK-Consult präferierte Modell wurde basierend auf der von der E-Control erhobenen Datenbasis mittels dynamischer Kostentreiberanalyse und Selektion anhand der Modellgütekriterien AIC und BIC ermittelt. Der pooled-OLS-Ansatz konnte vom Behördengutachter hingegen nicht bestätigt werden.

v) Einheitliche Datenbasis

Wie oben ausgeführt, wurde allen Gutachtern ein seitens E-Control erhobener und mit den Unternehmen verifizierter Datensatz zur Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts zur Verfügung gestellt. In den von Gugler/Liebensteiner

präsentierten Schätzungen wird dieser Datensatz jedoch nur teilweise verwendet. Für die Behörde sind die Schätzungen daher nicht replizierbar, weshalb grundsätzlich auf den Datensatz der E-Control abgestellt wird. Auch die Kritik seitens Gugler/Liebensteiner 2018e, dass die von E-Control erhobene Datengrundlage zu den Kapitalkosten in standardisierter Sicht (in Form von Annuitäten) nicht problemadäquat wären, kann von der Behörde einerseits nicht geteilt werden und andererseits muss im Umkehrschluss angemerkt werden, dass die von Gugler/Liebensteiner verwendeten kalkulatorischen (pagatorischen) Kapitalkosten nur dann eine möglich Alternative wären, wenn die kalkulatorischen Abschreibungsdauern zumindest annähernd den technischen Nutzungsdauern entsprechen würden. Da dies aber zweifelsfrei nicht der Fall ist, stellen die von Gugler/Liebensteiner erhobenen pagatorischen Kapitalkosten auch nicht die geeignete Größe dar.

vi) Formel von Bernstein & Sappington

Oesterreichs Energie kritisiert in ihrer Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis, dass die Formel von Bernstein & Sappington seitens der Behörde negiert werden würde. Die Behörde verweist in diesem Zusammenhang auf WIK-Consult 2018b, wonach eine Differenzialbetrachtung à la Bernstein & Sappington im österreichischen Regulierungskontext obsolet ist.

Festlegung durch die Behörde

Die Behörde ist bestrebt, einerseits die eingebrachten Ergebnisse zum Xgen von Gugler/Liebensteiner, Frontier Economics und WIK-Consult gleichwertig in die Entscheidungsfindung einfließen zu lassen und andererseits den Umständen der unsicheren Zukunft, Diskussion um die Einbeziehung von Faktorpreisen sowie möglicherweise vorliegenden Catch-Up-Effekten ausreichend Rechnung zu tragen.

Daher analysierte WIK-Consult die Spezifikation von Gugler/Liebensteiner 2018c (Tabelle 3, Spezifikation 2) mit deflationierten OPEX, einer Inklusion von Faktorpreisen sowie unter Berücksichtigung eines vermuteten Abtauschs zwischen OPEX und CAPEX mittels Aufnahme des regulatorischen Anlagenbestands (RAB) in die Schätzgleichung. Eine Replikation erfolgte anhand der von E-Control erhobenen Datengrundlage (Stützintervall von 2002 bis 2016) und der Exklusion des nicht-signifikanten quadratischen Zeittrends. Der nicht signifikant von Null verschiedene Schätzwert in Höhe von -0,08 Prozent änderte sich dadurch auf signifikante 0,97 Prozent p.a. mit einem 95%-Konfidenzintervall von 0,47 bis 1,47 Prozent (vgl. WIK-Consult Tabelle 4-5, Spezifikation 3b).

Für die finale Festlegung des Xgen zieht die Behörde daher die folgenden Gutachten heran:

- Gugler/Liebensteiner 2018c, Replikation durch WIK-Consult 2018
Schätzwert: 0,97 % p.a., 95%-Konfidenzintervall: 0,47 bis 1,47 % p.a.
- WIK-Consult 2018
Schätzwert: 1,72 % p.a., 95%-Konfidenzintervall: 1,10 bis 2,35 % p.a.
- Frontier Economics 2018b
Intervall zwischen 0,3 und 2,6 % p.a., Orientierung an unterer Hälfte

Aus Sicht der Behörde ist der Ermessensspielraum durch diese drei Gutachten aufgespannt und bewegt sich in einem Intervall zwischen 0,3 und 2,6 Prozent. Bei Festlegung der generellen Zielvorgabe ist dem technologischen Umbruch und der damit einhergehenden Unsicherheit in der Produktivitätsentwicklung sowie der Diskussion um die Einbeziehung von Faktorpreisen (vgl. die Ausführungen zur Spezifikation der Kostenfunktion) Rechnung zu tragen. Daher ist die Berücksichtigung der unteren 95%-Konfidenzintervalle im Sinne der regulierten Unternehmen angebracht. Dadurch reduziert sich die Bandbreite auf ein engeres Spektrum im Intervall von 0,47 (Gugler/Liebensteiner 2018c, Replikation durch WIK-Consult 2018) bis 1,45 Prozent (Mittelwert der Bandbreite von Frontier Economics 2018b).

Die Wirtschaftskammer Österreich legte Beschwerde gegen die im Bescheid getroffene Festlegung der generellen Zielvorgabe in Höhe von 0,815 Prozent p.a. ein. Dieser Wert errechnete sich anhand einer Gleichgewichtung (zu je einem Drittel) der beiden unteren 95%-Konfidenzintervalle von Gugler/Liebensteiner 2018c, Replikation durch WIK-Consult 2018 und WIK-Consult 2018 sowie des unteren Viertels der Bandbreite von Frontier Economics 2018b.²²

Die WKO bringt in ihrer Beschwerde vor, dass die Behörde sich bei ihrer Entscheidung durch die zu starke Fokussierung auf Untergrenzen übermäßig auf das Vorsichtsprinzip stützt. Die Behörde kann das Vorbringen teilweise nachvollziehen und legt die generelle Zielvorgabe mittels Beschwerdevorentscheidung für die vierte Regulierungsperiode in Höhe von 0,95 Prozent p.a. fest. Dieser Wert entspricht sowohl dem oben dargelegten Vorsichtsprinzip als auch dem Interesse aller Beteiligten an einer ausgewogenen Festlegung und liegt innerhalb des oben genannten engeren Spektrums.

Etwaige zusätzliche konservative Vorsichtsmaßnahmen für möglicherweise vorliegende Catch-Up-Effekte sind vor dem Hintergrund der Sensitivitätsrechnungen in WIK-Consult 2018 (vgl. Ausführungen zum Malmquist-Index) und dem berücksichtigten Vorsichtsprinzip nicht angebracht.

²² Somit wurde der X_{gen} wie folgt festgelegt:

$$X_{gen} = \frac{0,47\% + 1,10\% + (0,3\% + (2,6\% - 0,3\%) * 0,25)}{3} = 0,815\% \text{ p. a.}$$

6. Individuelle Zielvorgabe (Xind) - Benchmarking

Die unternehmensindividuellen Zielvorgaben basieren auf einem relativen Effizienzvergleich. Eine entsprechende Diskussion und Dokumentation verschiedener Methoden dazu wird nachfolgend beschrieben.

Zur Ableitung von jährlichen Zielvorgaben werden die ermittelten und abzubauenen Ineffizienzen über einen gewissen Zeitraum verteilt, um einerseits dem Charakter der Beeinflussbarkeit gerecht zu werden und andererseits den Unternehmen starke Anreize zum produktiven Verhalten zu gewähren. Die Verteilung der Effizienzwerte hat hierbei einen maßgeblichen Einfluss auf die mitunter bestehende Notwendigkeit der Beschränkung des minimalen Effizienzwertes sowie auf die Dauer, während derer die Ineffizienzen abzubauen sind. Diese Thematik und Änderungen zur Vorgangsweise der dritten Regulierungsperiode werden in Abschnitt 7 beschrieben. Der gegenständliche Abschnitt fasst die Methodik des Benchmarkings zusammen.

Ziel der Benchmarkinganalyse ist, zu prüfen, ob die tatsächlichen Kosten des Netzbetriebs einer rationellen Betriebsführung entsprechen. Mit der durchgeführten Benchmarkinganalyse wird den gesetzlichen Vorgaben Rechnung getragen, das Kostenniveau eines oder mehrerer (relativ) effizient geführter, vergleichbarer Unternehmen zu finden. Auf diese Weise kann ermittelt werden, in welchem Verhältnis die Kosten des konkreten Unternehmens zu den Kosten eines oder mehrerer vergleichbarer, rationell geführter Unternehmen stehen.

Die Durchführung der Benchmarkinganalyse lässt sich in mehrere Schritte gliedern:

1. Festlegung des/der Benchmarkingverfahren/s
2. Variablenauswahl auf Kostenseite (Inputs), als auch auf Leistungs- bzw. Strukturseite (Outputs)
3. Durchführung der Analyse

Auf Basis der Verfahrens- und Variablenauswahl werden anschließend die Effizienz der Unternehmen respektive deren Effizienzsteigerungspotenziale berechnet. Es muss betont werden, dass bei der Analyse nur die *relative* Effizienz der umfassten Unternehmen zueinander ermittelt wird. Dies bedeutet folglich nicht, dass die als effizient ausgewiesenen Unternehmen tatsächlich absolut effizient sein müssen, weshalb auch bei diesen noch Effizienzpotenziale vorhanden sein können. Zudem handelt es sich um eine statische Analyse, weshalb sich aktuell ermittelte Effizienzniveaus in der Zukunft durchaus verschieben können und eine Konvergenz nicht notwendigerweise eintreten muss (dynamischer Aspekt)²³.

Das Benchmarking für die vierte Anreizregulierungsperiode basiert generell auf den Grundlagen und Erkenntnissen der in den Jahren 2005 und 2013 durchgeführten Effizienzvergleiche für die erste und dritte Regulierungsperiode. Weiterentwicklungen betreffen vorrangig die verwendete Kostenbasis, die Kostentreiberanalyse, die Spezifikation der Outputparameter und die Ableitung von Erkenntnissen aus der Kostentreiberanalyse. Die im Jahr 2013 durchgeführte Ausreißeranalyse wird im Hinblick auf die Methodik und die Bestimmung der Schwellwerte im Grundsatz beibehalten. Für alle Methoden und Parameter

²³ Zur Konvergenz der Effizienzwerte siehe Abschnitt 6.7.

der Zielvorgabenermittlung gilt, dass diese dem Stand der Wissenschaft zu entsprechen haben (§ 59 Abs. 2 EIWOG 2010).

Der Effizienzvergleich umfasst wie bisher generell nur die Netzebenen 3 bis 7. Die Netzebenen 1 und 2 werden generell aus der Analyse ausgeschieden, da diese nur von wenigen Unternehmen betrieben werden bzw. nur einzelne abgrenzbare Netzanlagen auf diesen Ebenen existieren. Der individuelle (gewichtete) Effizienzwert, welcher für Ebene 3 bis 7 ermittelt wird, wird jedoch analog auch für die verbleibenden Netzebenen angewendet. Das Benchmarking-Sample umfasst 38 regulierte Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge vom mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008. Heterogenität zwischen den Unternehmen wird mittels der geeigneten Definition von Struktur- und Leistungsparametern (Outputs) als auch der zugrunde gelegten Kostenbasis (Inputs), einer vorgelagerten Kostentreiberanalyse und entsprechender Modellspezifikation begegnet.

6.1. Benchmarkingverfahren

Für die Ermittlung von Zielvorgaben im Wege eines Benchmarking-Verfahrens stehen verschiedene Methoden zur Verfügung. Neben der nicht-parametrischen Benchmarkingmethode der Dateneinhüllungsanalyse (*Data Envelopment Analysis*, DEA) werden Effizienzniveaus auch durch das parametrische Verfahren der modifizierten Regressionsanalyse (*Modified Ordinary Least Squares*, MOLS) bestimmt. Alternative stochastische Effizienzmessungsmethoden, worunter SFA (*Stochastic Frontier Analysis*) oder auch Hybridmodelle wie beispielsweise SDEA (*Stochastic Data Envelopment Analysis*) und auch StoNED (*Stochastic Nonparametric Envelopment of Data*) fallen, wurden durch Gugler et al (2012)²⁴ in einem Gutachten im Auftrag der Regulierungsbehörde auf ihre theoretische Fundierung und auf ihre praktische Eignung im österreichischen Regulierungskontext untersucht. Bei der SFA erfolgt eine Trennung des Residuums in einen Teil, der Ineffizienzen, und einen Teil, der Rauschen in den Daten darstellt. Diese Aufteilung erfolgt aufgrund von statistischen Methoden und setzt eine ausreichende Anzahl der betrachteten Unternehmen voraus. Beispielsweise verwendet die Bundesnetzagentur für die Bestimmung der Effizienzen der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber einen Datensatz mit weit mehr als 100 Unternehmen. Die in Österreich verfügbare Datengrundlage wird von Gugler et al (2012) als nicht ausreichend für die Anwendung der SFA erachtet.

Bezüglich der Hybridmodelle (u.a. SDEA und StoNED) sehen die Gutachter derzeit Schwierigkeiten hinsichtlich der Abwägung von Vor- und Nachteilen dieser Ansätze, da diese im Gegensatz zu den etablierten und ausreichend erforschten Methoden wie DEA und MOLS noch nicht hinlänglich untersucht wurden und in der Praxis kaum verwendet werden.

Auf Basis der genannten Argumente besteht aus Sicht der Behörde keine Veranlassung, andere Verfahren als die in der Vergangenheit bewährten (DEA und MOLS) einzusetzen. Beide

²⁴ Gugler, K., Klien, M., Schmitt S., 2012, „Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten zu Benchmarkingmethoden für die österreichischen Energienetze“, Gutachten für die E-Control Austria.

Benchmarkingmethoden entsprechen nach wie vor dem aktuellen Stand der Wissenschaft und sind aus Sicht der Behörde als gleichwertig zu betrachten.²⁵

Obwohl in diesem Papier auf eine erneute detaillierte Darstellung verzichtet wird, werden jedoch für die Durchführung der Analyse wesentliche Inhalte nochmals aufgegriffen und gegebenenfalls auf Weiterentwicklungen der Benchmarkinganalysen im österreichischen Anreizregulierungskontext (Benchmarking der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber) sowie auf europäischer Ebene (TSO-Benchmarking) referenziert.

6.1.1. Data Envelopment Analysis (DEA)

Bei der DEA handelt es sich um ein nicht-parametrisches Verfahren, weshalb die Schätzung einer zugrundeliegenden Kostenfunktion nicht erforderlich ist, da die Konstruktion der Effizienzgrenze rein anhand der beobachteten best-practice Unternehmen und nicht aufgrund eines ökonomisch geschätzten Produktionszusammenhanges erfolgt.²⁶ Die DEA ist der mit Abstand am weitesten verbreitete nicht-parametrische Ansatz der Benchmarkinganalyse, da diese Methode nicht nur leicht verständlich ist, sondern auch die Eigenschaft besitzt, dass die Heterogenität zwischen den Unternehmen relativ leicht abgebildet werden kann. Zusätzlich kann die Analyse mit konstanten oder variablen Skalenerträgen (CRS- bzw. VRS-Spezifikation) durchgeführt werden (siehe nachstehende Diskussion zu Skalenerträgen). Die Datenqualität ist bei diesem Verfahren von sehr großer Bedeutung, da jegliche Abweichung von der modellendogen ermittelten Effizienzgrenze als Ineffizienz interpretiert wird, weshalb dieses Verfahren auch als „deterministisch“ zu klassifizieren ist. Als wesentliche Nachteile sind die Sensitivität in Hinblick auf Ausreißer sowie die Diskriminierungskraft der Analyse bei wenigen Beobachtungseinheiten in Verbindung mit einer hohen Anzahl von Outputs („Fluch der Dimensionalität“) zu nennen. Je mehr Dimensionen eine DEA hat, umso größer ist die Gefahr, dass jede Firma in einer separaten Dimension agiert, in welcher es definitionsgemäß keine effizienteren Firmen geben kann (Konvergenz der Effizienzwerte gegen 1). Da best-practice Unternehmen den Wert 1 (völlige Effizienz) zugewiesen bekommen, dadurch die Effizienzgrenze bilden und sich die Effizienzen der verbleibenden Unternehmen in Relation zu dieser Grenze bestimmen, können Ausreißer einen erheblichen Einfluss auf die Effizienzergebnisse der „eingehüllten“ Unternehmen haben. Auf Basis der genannten Eigenschaften werden insbesondere die Eingangsparameter auf Vollständigkeit und Korrektheit (mittels Plausibilitäts- und Validitätsprüfungen) geprüft, Ausreißeranalysen durchgeführt und mit der MOLS ein zweites Verfahren angewandt, dessen Vor- und Nachteile beinahe spiegelbildlich zur DEA sind (siehe folgender Abschnitt).

6.1.2. Modified Ordinary Least Squares (MOLS)

Im Rahmen der MOLS-Analyse, einem parametrischen Verfahren, ist im Gegensatz zur DEA eine Spezifikation des funktionalen Zusammenhangs zwischen Inputs und Outputs notwendig.²⁷ Dieser funktionale Zusammenhang wird durch eine OLS-Schätzung abgebildet, welche den grundsätzlichen (durchschnittlichen) Zusammenhang zwischen In- und Outputs

²⁵ Die Eigenschaften sowie Vor- und Nachteile der beiden Methoden sind sowohl in den Erläuterungen zur SNT-VO 2006 sowie GSNT-VO 2008 und im damaligen Gutachten von Frontier-Economics/Consentec (2004) beschrieben. Eine weiterführende Diskussion findet sich zudem in Gugler et al. (2012).

²⁶ Vgl. allgemein zur DEA auch die Erläuterungen zur SNT-VO 2006, S. 35ff.

²⁷ Vgl. allgemein zur MOLS auch die Erläuterungen zur SNT-VO 2006, S. 38ff.

darstellt. Die Effizienzgrenze wird bei der MOLS anhand der Verschiebung der OLS-Geraden mit dem Standardfehler der Regression gebildet. Im Falle einer Exponentialverteilungsannahme (des Ineffizienzterms) erfolgt diese Verschiebung mit dem *root-mean-square-error* (RMSE), d.h. dem Standardfehler der Regression oder im Falle einer halb-normalen Verteilungsannahme (des Ineffizienzterms) durch $RMSE \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{\pi}}$.

Die Verschiebung nach außen ist umso größer, je größer die Streuung der Residuen und folglich auch der Schätzer für die durchschnittliche Ineffizienz bzw. Abweichung der Firmen von der Effizienzgrenze ist. So wird sichergestellt, dass zwar die meisten, nicht jedoch alle Datenpunkte eingehüllt sind. Gerade diese Eigenschaft macht dieses Verfahren grundsätzlich weniger sensitiv gegenüber Ausreißern als das zuvor beschriebene Verfahren der DEA.

Als Verteilungsannahme des Ineffizienzterms wird eine halb-Normalverteilung unterstellt. Alternativ könnte auch die Verteilungsannahme einer Exponentialverteilung für den Fehlerterm verwendet werden. Im Unterschied zur Exponentialverteilung, wird die Effizienzgrenze bei der halb-Normalverteilung weniger weit nach außen verschoben, was generell höhere Effizienzwerte zur Folge hat. Im Falle von log-linearen funktionalen Formen (Cobb-Douglas- oder translog-Funktionen) erfolgt die Berechnung der Effizienzwerte unter der Annahme der halb-Normalverteilung über folgende Formel:

$$Effizienzwert_{MOLS} = \min \left(1 ; \frac{1}{e^{(Residuum + RMSE \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{\pi}})}} \right)$$

6.1.3. Skaleneffekte

Wie bereits obig dargestellt, können im Rahmen der DEA als auch der MOLS verschiedene Annahmen zu Skaleneffekten berücksichtigt werden. Zwar kann im Rahmen von parametrischen Verfahren auf das Vorliegen von Skaleneffekten getestet werden, jedoch stellt sich die Frage, ob aus regulierungspolitischer Sicht nicht einer a priori Entscheidung der Vorzug gegeben werden muss; dies gilt besonders dann, wenn die Wahl der optimalen Unternehmensgröße in die Einflussphäre der regulierten Unternehmen fällt.

Wie im Effizienzvergleich zu Beginn der dritten Regulierungsperiode werden erneut konstante Skalenerträge in beiden Benchmarkingverfahren (MOLS und DEA) unterstellt.

6.1.4. Funktionale Form und Umgang mit Null-Outputniveaus

Analog zum Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode wird auch beim gegenständlichen Effizienzvergleich in parametrischen Effizienzmessungsverfahren eine Cobb-Douglas-Kostenfunktion in log-linearer Form unterstellt. Hierzu erfolgt eine Gewichtung einzelner disaggregierter Outputs in einen verdichteten Outputparameter, um die Problematik der Null-Outputniveaus umgehen zu können. Für weitergehende Informationen sei auf die Regulierungssystematik der dritten Periode verwiesen.

6.2. Spezifikation der Benchmarkingparameter

Im Rahmen einer Effizienzanalyse wird das Verhältnis der In- und Outputs zwischen den Unternehmen generell als Maßzahl der Effizienz gesehen. Hierbei kann entweder eine Input- oder eine Outputorientierung verwendet werden, wobei bei ersterer eine exogen gegebene Anzahl von Outputs (Leistungsparameter) mit geringstmöglichen Kosten (Inputs) und bei zweiter Orientierung bei gegebenem Input ein möglichst hoher Output produziert werden soll. In der Netzwirtschaft sind die relevanten Outputs des Stromverteilerbetriebes als mehrheitlich nicht-beeinflussbar anzusehen (die Leistung ist vom Abnahmeverhalten getrieben und Zählpunkte sind von Kundenseite vorgegeben), weshalb die Inputorientierung als die relevante Sicht anzusehen ist. Während Kosten oftmals als der einzig relevante Input gesehen werden (Effizienzwert als Maßzahl für die Kosteneffizienz), kann die Auswahl an relevanten Outputs anhand verschiedener Vorgangsweisen erfolgen – in der Praxis sind hier vor allem Expertenmeinungen (intuitiv vermutete kostentreibende Effekte), ingenieurwissenschaftliche Ansätze (Modellnetzanalyse) sowie empirische Analysen mittels Signifikanztests zu nennen. Oftmals werden die genannten Auswahlverfahren auch miteinander verknüpft.

In Folge wird diskutiert, wie die für das gegenständliche Benchmarking herangezogenen Input- und Outputfaktoren zu spezifizieren sind und welche zugrundeliegenden Überlegungen hierzu angestellt wurden.

6.2.1. Variablenauswahl: Inputparameter

Als Kostengrößen, welche als Inputvariable herangezogen werden, können entweder nur die Betriebskosten (OPEX) oder die Gesamtkosten (OPEX+CAPEX) gemeinsam verwendet werden. Die Verwendung von Gesamtkosten hat den Vorteil, dass die Benchmarkingergebnisse nicht durch die Wahl der Kapitalintensität im Produktionsprozess verzerrt werden. Bei Fokussierung des Benchmarkings nur auf OPEX könnten Anreize entstehen, OPEX als Kapitalkosten zu deklarieren (z.B. bestimmte Instandhaltungsmaßnahmen) oder sogar Investitionen betriebskostenintensiven Lösungen vorzuziehen, nur um das OPEX-Benchmarkingergebnis zu verbessern.

Dem Grundsatz der Kostenwahrheit entsprechend sollte sich auch die Benchmarking-Analyse aus derzeitiger Sicht der Behörde nicht nur auf die laufenden Betriebskosten (einschl. Instandhaltungskosten) beschränken, sondern sich auch auf die Kapitalkosten (CAPEX) erstrecken. Es sind daher jedenfalls entsprechende Anreize für effizientes Investitionsgebaren der Unternehmen zu schaffen und sicherzustellen, dass auch der operative Betrieb in ressourcenschonender Weise vonstattengeht.²⁸ Die Verwendung von Gesamtkosten wird von Seiten der Behörde nach wie vor als sachgerecht erachtet, weshalb die Inputs als Eingangsgrößen in die Benchmarkingverfahren auf Gesamtkosten (TOTEX) beruhen.

Für die Bestimmung der im Benchmarking verwendeten Kosten wird grundsätzlich auf die geprüften Kosten des relevanten Kostenprüfungsjahres der Netzebenen 3 bis 7 abgestellt (vgl. Abschnitt 4.1). Die Summe der eigenen Netzkosten versteht sich exklusive der vorgelagerten

²⁸ Es ist darauf hinzuweisen, dass § 59 Abs. 2 ElWOG 2010 explizit auch die Betrachtung von Teilprozessen zulässt.

Netzkosten, jedoch inklusive der Messkosten und mit einheitlichen Preisen (lediglich die Preiskomponente der Netzverlustkosten gelten als unbeeinflussbare Kosten im Sinne des § 59 Abs 6 ElWOG 2010) versehenen Netzverlustmengen (Netzverlustkosten), welche bereits im Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode enthalten waren.

Bereinigungen der Kostenbasen sowohl in kalkulatorischer als auch standardisierter Sicht werden zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit und Linderung der Heterogenität bei allen Unternehmen in Bezug auf die Kosten durch geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau vorgenommen. Unternehmensindividuelle Bereinigungen betreffen die Mehrkosten durch den vorgezogenen und deutlich fortgeschrittenen Rollout von intelligenten Messgeräten, der außerordentlichen Kosten in Verbindung mit Wind-Einspeiseanlagen und der in Einzelfällen begründeten (anteiligen) Übertragungsfunktionalität der Netzebene 3.

Aus den Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagevermögens werden normiert standardisierte Kapitalkosten ermittelt, um die Vergleichbarkeit der Unternehmen in Bezug auf die unterschiedliche Altersstruktur und divergierende Nutzungsdauern zu gewährleisten (vgl. Abschnitt 6.2.1.1). Aufgrund zahlreicher Stellungnahmen von Österreichs Energie, der Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke und den betroffenen Unternehmen wird auch die kalkulatorische Kostenbasis im Effizienzvergleich neben der standardisierten Kostenbasis in Abweichung zur „vorläufigen“ Regulierungssystematik zugrunde gelegt. Die Behörde kann die vorgebrachten Argumente nachvollziehen, weil die ausschließlich standardisierte Betrachtung zwar eine „Überalterung“ der Netze verhindern, gleichzeitig aber auch einen frühzeitigen Ersatz funktionierender und laufend instandgehaltener Betriebsmittel ebenso forcieren könnte. Daraus könnten sich volkswirtschaftlich ineffiziente Investitionsanreize ergeben. Zudem ist es nicht möglich, den unmittelbaren Zusammenhang zwischen älteren Netzen mit geringeren Kapitalkosten und höherem Instandhaltungsaufwand auf der einen Seite und jüngeren, kapitalkostenintensiven Netzen mit geringen Betriebskosten auf der anderen Seite adäquat abzubilden. Daher wird neben der standardisierten Kostenbasis auch die kalkulatorische Kostenbasis für die Effizienzanalyse herangezogen. Der finale Effizienzwert bestimmt sich weiterhin aus einer best-of Abrechnung der gewichteten Effizienzwerte (Gewichtung nach gleichwertigen Methoden) über die jeweiligen Kostenbasen.

6.2.1.1. Standardisierung von Kapitalkosten

Bereits im Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode wurde eine Standardisierung der Kapitalkosten anhand von Annuitäten durchgeführt. Die nunmehrige Standardisierung wird im Grundsatz fortgeführt und aktualisiert.

Beim Annuitätenverfahren werden die Anschaffungs- und Herstellkosten der einzelnen Anlagekategorien nach dem jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme indexiert und dadurch Tagesneuwerte errechnet. Diese liefern unter der Einbeziehung von standardisierten Nutzungsdauern und einem realen Zinssatz die Basis für Annuitäten (gleichmäßige Zahlungsströme über die gesamte Nutzungsdauer). Zur Berechnung der Annuitäten sind folgende Schritte notwendig:

- Erfassung der Investitionszeitreihen für alle Anlagekategorien (liegt durch die Anlageklassen STROM vor)
- Festlegung eines geeigneten Index für die durchschnittliche Preisentwicklung der Anlagegüter.

Beilage 2

- Festlegung der Laufzeit der Annuität („Abschreibungsdauer“);
- Festlegung des Zinssatzes der Annuität („WACC real“).

Hierbei werden die historischen Anschaffungs- und Herstellkosten mit einem Preisindex versehen und dadurch indexierte Anschaffungs- und Herstellkosten bzw. Tagesneuwerte errechnet. Da für die unterschiedlichen Anlagekategorien keine spezifischen Teuerungsraten über den erforderlichen Zeitraum (oftmals bis zu 50 Jahre) zur Verfügung stehen,²⁹ werden alle Anlagekategorien mit dem Verbraucherpreisindex wie auch schon im Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode indexiert. Nach Errechnung der indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten je Anlagekategorie erfolgt die Ermittlung von Annuitäten (entsprechen den standardisierten Kapitalkosten) unter der Einbeziehung eines einheitlichen realen Zinses³⁰ $(=(1+WACC)/(1+VPI)-1)$ sowie einheitlicher Abschreibungsdauern je Anlagenkategorie. Für die Berechnung wird die klassische Annuitätenformel verwendet:

$$Annuität_i = \sum AHK_i^{ind} \times \frac{(1+rZ)^{AD,i} \times rZ}{(1+rZ)^{AD,i} - 1},$$

wobei $\sum AHK_i^{ind}$ die Summe der indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten der Anlagekategorie i , rZ den realen Zinssatz und AD,i die Abschreibungsdauer der Anlagekategorie i darstellen. Die standardisierten CAPEX (nicht normiert) ergeben sich als Summe über alle relevanten Anlagekategorien.³¹

Um einheitliche Abschreibungsdauern je Anlagekategorie anzuwenden, wurde eine Auswertung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern vorgenommen. Unter Betrachtung der 75%-Quantile der Unternehmensangaben über die eingereichten Anlageklassen seit Beginn der Abfrageerhebung und Rückmeldungen der Unternehmen zum ersten Standardisierungsvorschlag ergeben sich folgende einheitliche Nutzungsdauern:

²⁹ In Deutschland wurden unterschiedliche Teuerungsraten je Anlagegut hinterlegt. Gegen die Verwendung des VPI haben weder Branchenvertreter noch Branchengutachter (Consentec) Einwände bzw. Verbesserungsvorschläge eingebracht.

³⁰ Da die Investitionsreihen indexiert werden, muss ein realer Zinssatz verwendet werden. Der Zeitraum, der dem VPI zugrunde liegt, entspricht jenem des risikolosen Zinses der WACC-Ermittlung (5 Jahre).

³¹ Nicht umfasst sind Anlagegüter der Ebenen 1 und 2, geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau der Ebenen 3 bis 7, Firmenwerte und Wertpapiere.

Anlagenkategorie	standardisierte Nutzungsdauer (in Jahren)	Anlagenkategorie	standardisierte Nutzungsdauer (in Jahren)
A.2 Software	5	B14a Zähler u. Messgeräte	15
A.3 Nutzungsr. inkl. sonst.R	25	B14b Zähler-Fernausger.	15
A.4 Baukostenzuschüsse	20	B15 Ersatzstromversorgungsanl.	15
A.5 sonstige imm. VG	5	B16 Geschäftsgebäude	33
B5 Freileitung (36>bis 110kV)	33	B17 Betriebsgebäude	33
B6 Kabel (36>bis 110k)	33	B18 Grundstücke	
B7 UW (HSP-MSP)	20	B19 Kraftfahrzeug	8
B8 Freileitung (10+20k)	25	B20 Arbeitsmaschinen	10
B9 Kabel (10+20k)	25	B21 EDV-Anlagen	5
B10 UW (MSP-MSP)	25	B.22 Kommunikationsanlagen	20
B11 Transformatorstation	20	B.23 GWG	1
B12 Freileitung (< 1kV)	20	B.24 Sonstiges	10
B13 Kabel (< 1kV)	20	B.26 sonstige VG	10

Abbildung 1: Standardisierte Nutzungsdauern für die Annuitätenberechnung

Diese Nutzungsdauern weisen eine geringfügige Erhöhung im Vergleich zu den standardisierten Nutzungsdauern des Effizienzvergleichs der dritten Regulierungsperiode auf.

Wie auch im letzten Effizienzvergleich wird eine Normierung der Annuitäten vorgenommen, sodass die ursprünglichen, auf kalkulatorischen Werten beruhenden CAPEX/OPEX-Verhältnisse der Branche erhalten bleiben.

Im Zuge der Normierung werden die unternehmensindividuellen Verhältnisse zwischen standardisierten Kapitalkosten (Annuitäten) und kalkulatorischen Kapitalkosten ermittelt und das Medianverhältnis zwischen standardisierten und kalkulatorischen Kapitalkosten über alle Unternehmen als Normierungsfaktor verwendet. Die Annuitäten werden anschließend durch den branchenweiten Normierungsfaktor dividiert, wodurch sich normierte standardisierte Kapitalkosten ergeben. Formal lässt sich dieser Zusammenhang folgendermaßen darstellen:

$$\text{Normierte standardisierte CAPEX} = \frac{\text{Annuität}}{\text{generellen Normierungsfaktor}}$$

wobei sich der generelle (branchenweite) Normierungsfaktor als Median über die individuellen Normierungsfaktoren errechnet und einen Wert von 2,94 annimmt.

Der Normierungsfaktor des Unternehmens j ist definiert als

$$\text{Individueller Normierungsfaktor}_j = \frac{\text{Annuität}_j}{\text{CAPEX kalkulatorisch}_j}$$

6.2.1.2. Herleitung der Input-Kostenbasen

Im Bereich der standardisierten Kapitalkosten, der kalkulatorischen Kapitalkosten und der Betriebskosten wurde zudem eine Reihe von Bereinigungen um unternehmensspezifische Effekte zur Linderung der Heterogenität vorgenommen, welche im Einklang mit dem Kriterienkatalog der dritten Regulierungsperiode (vgl. dort Kapitel 6.2.1.1.) stehen:

- Bereinigung der Ebene 3 in Hinblick auf eine etwaige Übertragungsfunktionalität
- Bereinigung um Smart-Meter-Investitionen
- Bereinigung um Windkraft-spezifische Investitionen
- Bereinigung der geleisteten Anzahlungen und BKZ aufgrund von unternehmensindividuellen Sondersituationen

Allen Unternehmen ist eine weitere Bereinigung der Betriebskosten für Benchmarkingzwecke gemein. Entgegen der Vorgangsweise der dritten Regulierungsperiode erfolgt eine standardisierte Betrachtung der Personalrückstellungen anhand ihres Auszahlungszeitraumes und jährlichen Aufwandes. Der standardisierte Ansatz ist hierbei losgelöst von der tariflichen Behandlung (konkrete Kostenanerkennung) und fußt auf einer Minimierung der absoluten Abweichungen des standardisierten konstanten Wertes und des Auszahlungsstromes über die Auszahlungszeit. Im Effekt bewirkt diese Standardisierung eine erhebliche Streckung des Nachdotierungsaufwandes über mehrere Jahrzehnte

Die für den Effizienzvergleich relevanten Inputspezifikationen errechnen sich somit folgendermaßen:

Annuität / generellen Normierungsfaktor = standardisierte CAPEX	Kalkulatorische Kapitalkosten - Bereinigungen = kalkulatorische Kapitalkosten
+ OPEX BM (Ebene 3 bis 7)	+ OPEX BM (Ebene 3 bis 7)
+ Netzverlustkosten	+ Netzverlustkosten
= TOTEX standardisiert für BM	= TOTEX kalkulatorisch für BM

Abbildung 2: Inputkostenbasen für Benchmarking

Die Netzverlustkosten ergeben sich wie bereits im Benchmarking der dritten Regulierungsperiode aus den jeweiligen Netzverlustmengen des Geschäftsjahres 2016 multipliziert mit dem Preis aus der gemeinsamen Beschaffung in Höhe von 32,4 Euro/MWh.

Für jedes Verfahren MOLS und DEA wird jeweils ein individueller Effizienzwert mit standardisierten und kalkulatorischen TOTEX ermittelt.

6.2.2. Variablenauswahl: Outputparameter (Struktur- und Leistungsparameter)

Im Rahmen von Effizienzanalysen müssen Leistungs- und Strukturdaten exogene und strukturell bedingte Umweltbedingungen abbilden, welche nicht im Einfluss der Unternehmen stehen. Um eine hohe Diskriminierungskraft zu gewährleisten, sollten – in

Abhängigkeit von der vorhandenen Stichprobengröße – möglichst wenige Parameter herangezogen werden. Darüber hinaus müssen sie einen kostentreibenden Effekt haben und sollten so weit wie möglich aus verfügbaren Daten erhoben werden.

Die gegenständliche Analyse baut auf den Erkenntnissen der vorangegangenen Effizienzvergleiche auf.

Kostentreiberanalyse

Als geeignete Kostentreiber wurden die transformierten flächengewichteten Netzanschlussdichten in disaggregierter (Hoch-, Mittel-, und Niederspannung) und aggregierter (gewichtete transformierte flächengewichtete Netzanschlussdichten) Form identifiziert, die auch schon in den vorangegangenen Effizienzvergleichen zur Anwendung gelangten. Änderungen in der Spezifikation sind in einer aktualisierten Datengrundlage der Flächeninformationen zu finden. Hierzu wurde von Seiten der Behörde das Beratungsunternehmen RSA – iSPACE mit einer entsprechenden Analyse und Aktualisierung der Flächenbezüge mit Rückgriff auf geeignete Datengrundlagen beauftragt. Die Grundlagen, welche in der Regulierungssystematik der dritten Periode ausführlich geschildert sind, wurden nicht angetastet. Neuere Datengrundlagen ermöglichen aber eine detailliertere Rasterbetrachtung (Puffer um einzelne Gebäude) und geänderte, detailliertere Straßengraphen als im letzten Effizienzvergleich. Zur Ermittlung von Flächen mit einer Hangneigung von $> 25^\circ$ wurde nunmehr ein genauerer Ansatz gewählt.³² Die Höhengrenze für berücksichtigungswürdige Flächen bleibt grundsätzlich bei 1800m bestehen, sofern sich kein Gebäude über dieser Höhe befindet. Die Datengrundlage für die Bestimmung der Siedlungscluster und der Anzahl der Gebäude wurde anstatt der bisherigen 100m Rasterbetrachtung der dritten Regulierungsperiode nunmehr durch eine objektscharfe Bestimmung ersetzt. Weiters erfolgt die Abbildung des Straßengraphen nun nicht mehr durch den kommerziellen Teleatlas 2012 Datensatz, sondern durch die Infrastrukturdatensätze der Länder (GIP). Zur Analyse der Landbedeckung wurde die Datengrundlage Corine 2006 auf Corine 2012 aktualisiert und die Topographie fußt nunmehr auf dem ogd-dgm Datensatz basierend auf airborne laserscan in 10m Auflösung anstatt des srtm Datensatzes basierend auf Radar und 90m Auflösung. Die Flächenermittlung wurde unter Einbeziehung des Branchenberaters Consentec abgestimmt und beiderseitig als adäquat angesehen. Die Formeln zur Herleitung der jeweiligen Modellnetzlängen sind der Regulierungssystematik der dritten Regulierungsperiode Strom bzw. den Erläuterungen zur SNT-VO 2006 zu entnehmen.

Im Hinblick auf die ebenfalls als relevante Kostentreiber identifizierten Netzhöchstlasten bestand von Seiten der Branchenvertreter der Wunsch, dem Effekt demographischer Entwicklungen mittels einer mehrjährigen Betrachtung und einer entsprechenden Maximalwertbildung Rechnung zu tragen. Hier galt es aber nach beiderseitigem Verständnis nicht, eine historische Dimension, die mitunter eine Dekade zurückliegt, einzufrieren, sondern

³² „Flächen mit 25° Hangneigung und mehr“ sind nun als solche definiert, in denen sowohl Raster 1 als auch Raster 2 einen Wert $> 25^\circ$ ausweist, wobei gilt:

Raster 1: 10x10m Raster mit errechneter Hangneigung aus 10x10m Höhenmodell

Raster 2: 10x10m Raster mit errechnetem Mittelwert der Hangneigung in einem Radius von 100m

Durch diese Vorgangsweise wird die höhere Genauigkeit des 10x10m Rasters in der Analyse der Hangneigung berücksichtigt aber gleichzeitig vermieden, dass kleinräumige Geländestufen (wenige 10m) dadurch bereits ausselektiert werden.

auch demographische Entwicklungen zeitversetzt einfließen zu lassen und den jeweiligen Netzbetreibern Gelegenheit zu bieten, angemessen auf diese Entwicklungen zu reagieren. Die Definition der jeweiligen Netzhöchstlast-Variable (Ebene 4-7 und 6-7) erfolgt nach wie vor anhand einer Kappung auf den 5.-größten Wert aller 1/4h-Lasten eines Geschäftsjahres. Die Maximalwertbildung erfolgt aber nicht mehr anhand eines Betrachtungszeitraums über zwei Jahre, sondern umfasst nunmehr fünf Jahre (2012-2016).

Als weiterer Kostentreiber wurde die Anzahl der Zählpunkte (Entnehmer und Einspeiser) identifiziert³³. Diese können in verschiedenen Formen, insbesondere gehören dazu auch unterbrechbare Zählpunkte, Doppeltarifzähler und Zählpunkte, die in beide Richtungen messen, vorliegen. Erhoben wurden diese getrennt für die Netzebenen 3-7 und 6-7.

Aufgrund der Stellungnahmen einiger Unternehmen im Zusammenhang mit der Inklusion der Zählpunkte wurden Anregungen bzw. Kritikpunkte zur Behandlung von Doppeltarifzählern, unterbrechbaren Zählern und Zählpunkten, die in beide Richtungen messen aufgeworfen.

Eine Stellungnahme richtet sich danach, dass unabhängig vom Signifikanzniveau die Zählpunkte generell als Output verworfen werden und stattdessen die Outputs der dritten Periode zur Anwendung gelangen sollen. Die Behörde kann diesen Einwand nicht teilen und verweist auf die Präsentationen und Protokolle zu zahlreichen Expertenterminen. Im Zuge des Ermittlungsverfahrens wurde die Signifikanz der Zählpunkte als Kostentreiber sowohl von Behördenseite als auch dem Branchenberater Consentec hervorgehoben und kann nicht negiert werden.

Ein Unternehmen erachtet sich durch seinen hohen Anteil an unterbrechbaren Zählpunkten im Vergleich zu anderen Unternehmen als schlechter gestellt, weil mittels einer Rundsteueranlage die unterbrechbaren Zählpunkte so genutzt werden, dass die Netzhöchstlast reduziert wird. Dementsprechend wären die Kosten der Rundsteueranlage zu bereinigen und fiktive Lasten zur Netzhöchstlast zu addieren. Die Behörde kann diesem Vorbringen nicht folgen und keine Benachteiligung für das Unternehmen erkennen, weil durch adäquate Rundsteuerbefehle zwar die Netzhöchstlast reduziert wird, diese aber auch einen entsprechenden kostenintensiven Netzausbau vermeiden und dadurch die Kostenbasis im Einklang zu den Leistungsparametern – abgesehen von unternehmensindividuellen Ineffizienzen – steht.

Schließlich wurde von einem weiteren Unternehmen noch der Einwand aufgeworfen, dass dieses durch seinen hohen Anteil an Doppeltarifzähler benachteiligt sei, weil diese im Benchmarking der vorläufigen Regulierungssystematik nur einfach gezählt wurden. Das Unternehmen ist der Auffassung, dass anstatt dieser Doppeltarifzähler auch herkömmliche Zählpunkte für Entnehmer in Verbindung mit unterbrechbaren Zählpunkten zum Einsatz hätten kommen können, weshalb diese doppelt zu zählen wären.

³³ Bezüglich Kontrollzählungen in Transformatorstationen hält die Behörde fest, dass es sich hierbei um betriebliche Kontrollmessungen des Netzbetreibers handelt, welche nicht direkt für die Netzbenutzer zur Feststellung der erforderlichen tariflichen Größen erforderlich sind. Daher werden diese Kontrollzählungen dem Outputparameter Zählpunkte im Benchmarking nicht zugerechnet.

Aufgrund dieser Vorbringen setzte sich die Behörde mit den Sachverhalten im Detail auseinander und kommt generell zum Schluss, dass der Einsatz von Doppeltarifzählern, Zählern, die in beide Richtungen messen und unterbrechbaren Zählpunkten im Vergleich zu herkömmlichen eindimensionalen Zählpunkten differenziert zu behandeln sind. Generell ist zu konstatieren, dass unterbrechbare Zählpunkte – sofern effizient eingesetzt – zusätzliche Kosten im Messwesen und dem Betrieb (OPEX) verursachen. Zusätzliche Kapitalkosten sind außer den Zählern selbst und notwendigen Rundsteueranlagen nicht anzusetzen, da diese Zählpunkte die Netzhöchstlasten reduzieren und dadurch auch den Netzausbau durch die verschiebbaren und unterbrechbaren Lasten obsolet machen. Nachdem keine Prozesskostenbetrachtung (durch die Weigerung der Unternehmen, die klar abgegrenzten Prozesse anzuerkennen und entsprechende Datenmeldungen an die Behörde zu tätigen) möglich ist, approximiert die Behörde die Messkosten mit den vorliegenden Messerlösen, die zusätzlichen Betriebskosten anhand des Verhältnisses der OPEX der Netzebene 6 und 7 zu den Gesamtkosten der Netzebene 3 bis 7 und stützt sich auf die vorliegenden Kostendaten für die Rundsteueranlage eines Unternehmens. Doppeltarifzähler unterscheiden sich bei Gewichtung von unterbrechbaren Zählpunkten dahingehend, als hierbei kein zweiter Zähler verwendet wird und somit das Verhältnis der Messentgelte zu den Gesamtkosten nicht zum Ansatz kommen darf. Bei Zählpunkten, die in beide Richtungen messen, ist hingegen im Vergleich zu den Doppeltarifzählern keine Berücksichtigung des Effekts von Rundsteueranlagen erforderlich.

Auf Basis der oben genannten Ausführungen kommen somit folgende Gewichtungsfaktoren zur Anwendung:

$$\begin{aligned} \text{Unterbrechbar} &= \frac{\text{OPEX NE 6 u. 7} - \text{Messentgelte NE 6 u. 7}}{k\text{TOTEX exkl. NV} - \text{Messentgelte}} + \frac{\text{Messentgelte}}{k\text{TOTEX exkl. NV}} \\ &+ \frac{\text{Abschr. Rundsteueranlage}}{k\text{TOTEX exkl. NV}} = \mathbf{37,50\%} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Doppeltarifzähler} &= \frac{\text{OPEX NE 6 u. 7} - \text{Messentgelte NE 6 u. 7}}{k\text{TOTEX exkl. NV} - \text{Messentgelte}} + \frac{\text{Abschr. Rundsteueranlage}}{k\text{TOTEX exkl. NV}} + 1 \\ &= \mathbf{126,75\%} \end{aligned}$$

$$\text{Beide Richtungen} = \frac{\text{OPEX NE 6 u. 7} - \text{Messentgelte NE 6 u. 7}}{k\text{TOTEX exkl. NV} - \text{Messentgelte}} + 1 = \mathbf{126,50\%}$$

Schlussendlich war die Behörde bestrebt, ein Modell zu entwickeln, das den Netzbetreibern ausreichende Anreize zur Erhöhung des Auslastungsgrades bietet. Hierzu wurde eine sogenannte smart-grid-taugliche Variable kreiert, die auf die Volllast-Ausnutzungsstunden gewichteten Zählpunkte abstellt (definiert als Abgabemenge der Ebenen 4-7/Netzhöchstlast 4-7 x Anzahl der Zählpunkte). Um den mitunter kostentreibenden Effekt von dezentralen Erzeugungsanlagen abzubilden, stellten die Engpassleistung von Einspeisern gesamt und deren Teilmengen Wind und PV für intermittierende Einspeisung ebenfalls potentielle Kostentreiber dar. Diese Ansätze wurden vom Branchengutachter Consentec mit Verweis auf ingenieurwissenschaftliche Überlegungen jedoch abgelehnt.

Modellspezifikation

Die Datengrundlage der Behörde wurde auch dem Branchengutachter zur Verfügung gestellt. Beiderseitige Analysen zeigten, dass die bisherige Spezifikation der dritten Regulierungsperiode für den gegenständlichen Effizienzvergleich nicht mehr sachgerecht ist. Dies, weil durch die Inklusion der Netzhöchstlasten 4-7 und 6-7 die erforderliche statistische Signifikanz in der Kostentreiberanalyse nicht mehr gegeben ist. Verbleibend wurden somit drei folgende Varianten zwischen Behörde, Österreichs Energie, ausgewählten Unternehmensvertretern, dem Branchengutachter Consentec und den Legalparteien diskutiert:

Modellspezifikation	MOLS	DEA	DEA
V0	sTOTEX trfNAD_gesamt NHL_47 ZP_gesamt	sTOTEX trfNAD_gesamt NHL_47 NHL_67 ZP_gesamt	sTOTEX trfNAD_HSP, MSP, NSP NHL_47 NHL_67 ZP_gesamt
V1	sTOTEX trfNAD_gesamt NHL_47 ZP_gesamt	sTOTEX trfNAD_gesamt NHL_47 NHL_67 ZP_gesamt	sTOTEX trfNAD_HSP, MSP, NSP NHL_47 NHL_67 ZP_gesamt
V2	sTOTEX trfNAD_gesamt Vollast_h_ZP NHL_67 ESP_MW	sTOTEX trfNAD_gesamt Vollast_h_ZP NHL_67 ESP_MW	sTOTEX trfNAD_HSP, MSP, NSP Vollast_h_ZP NHL_67 ESP_MW

Variante V0 stellt hierbei die von der Branche präferierte Spezifikation dar. Diese unterscheidet sich von V1 dahingehend, dass in beiden DEA-Modellen neben den Zählpunkten der Ebene 6-7 auch die Netzhöchstlast der Ebene 6-7 enthalten ist. Die deterministische Effizienzanalysemethode DEA wäre laut Branchengutachter Consentec für das Problem der Kollinearität im Gegensatz zur parametrischen MOLS nicht anfällig und ingenieurwissenschaftliche Überlegungen sprächen für eine Einbeziehung beider Parameter. Die Variante V1 sieht die Netzhöchstlast der Ebene 6-7 und die Anzahl der Zählpunkte vielmehr als Substitut denn als Komplement und fokussiert sich nur auf die in der Kostentreiberanalyse signifikanten Parameter (Netzanschlussdichten, Netzhöchstlast 4-7, Zählpunkte 6-7). Variante V2 beinhaltet die von der Behörde ins Auge gefasste smart-grid-taugliche Variable der Volllast-Ausnutzungsstunden-gewichteten Zählpunkte neben den flächengewichteten Netzanschlussdichten (die in allen drei Varianten enthalten sind) und der Einspeiseleistung.³⁴ Prinzipiell sind alle drei Varianten geeignet, die Effizienz der Netzbetreiber zu messen. Kritikpunkte wurden von der Branche insbesondere gegen die V2 ins Treffen geführt. Diese Methodik würde für die jeweiligen Netzbetreiber ex-post Anreize entfalten, ohne dass diese geänderte Anreizstruktur für die Netzbetreiber absehbar gewesen wäre und

³⁴ Die Signifikanz der Parameter wurde für beide Inputspezifikationen mit und ohne robuste Standardfehler getestet. Die in der Spezifikation V2 beinhaltete Einspeiseleistung zeigte sich leicht signifikant am 10% Niveau.

diese darauf entsprechend reagieren konnten. Auch die Beeinflussbarkeit dieses Parameters wurde von der Branche vor dem Hintergrund der aktuellen Entgeltsystematik in Abrede gestellt. Wenn die intendierten Anreize (Erhöhung des Auslastungsgrades) tatsächlich für die Zukunft angedacht werden, würde sich die Branche hierbei aktiv in eine entsprechende Diskussion einbringen, die aber holistisch (im Sinne einer zusätzlichen Diskussion der Entgeltstruktur) zu führen wäre.

Variante V0 liefert im Vergleich zur V1 durch die Erhöhung der Anzahl der Outputs in der DEA immer dieselben bzw. bessere Effizienzwerte. Aufgrund des marginalen Effekts zwischen diesen Varianten erachtet die Behörde eine weitere Auseinandersetzung mit diesem Thema für wenig zielführend und folgt dem Branchenvorschlag der Variante V0. Dies ist insbesondere aber auch mit der gewichteten Zusammenführung der Effizienzwerte je Kostenbasis und anschließender best-of Abrechnung über diese Kostenbasen zu sehen. Eine etwaige best-of Abrechnung über die Methoden (DEA und MOLS) würde nach Ansicht der Behörde eine tiefgehende Analyse im Hinblick auf die Redundanz der DEAs zueinander, fehlender weight-restrictions und ein Hinterfragen der „Überspezifikation“ in der DEA durch die oben genannten „ingenieurwissenschaftlichen“ Überlegungen erfordern.

6.3. Berechnung der Effizienzwerte – MOLS

Auf Basis der obigen Ausführungen stellt sich die Modellspezifikation für die Ermittlung der Effizienzwerte durch die MOLS wie folgt dar:

- Funktionale Form – log-linear
- Spezifikation der Skalenerträge – konstante Skalenerträge
- Inputs – standardisierte Gesamtkosten und kalkulatorische Gesamtkosten
- Outputs
 - Gewichtete transformierten Netzanschlussdichten (Modellnetzlängen)³⁵
 - Netzhöchstlast NE 4-7
 - Zählpunkte der NE 6-7 gewichtet
- Verteilungsannahme der Ineffizienzen – Halb-Normalverteilung

Die MOLS-Schätzung wird mit konstanten Skalenerträgen durchgeführt und die Fehlertermtransformation (Ermittlung der Effizienzwerte) erfolgt anhand der Formel aus Abschnitt 6.1.2 (MOLS).

³⁵ Die Gewichtungsfaktoren der disaggregierten flächengewichteten Netzanschlussdichten wurden unverändert zur dritten Periode beibehalten.

6.4. Berechnung der Effizienzwerte – DEA

Wie auch beim Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode erfolgt die Berechnung der Effizienzwerte beim deterministischen Verfahren DEA anhand von zwei Spezifikationen. Hierbei fließen in eine DEA-Analyse die flächengewichteten Netzanschlussdichten in aggregierter und in eine weitere DEA-Analyse in disaggregierter Form ein. Auf die Verwendung von „weight restrictions“ wird unpräjudiziell erneut verzichtet.

Die Spezifikation der DEAs gemäß Variante VO stellen sich wie folgt dar:

DEA 4

- Inputorientierte Analyse
- Spezifikation der Skalenerträge – konstante Skalenerträge
- Inputs – standardisierte Gesamtkosten und kalkulatorische Gesamtkosten
- Outputs
 - Gewichtete transformierte Netzanschlussdichten³⁶ der Nieder-, Mittel-, und Hochspannung (gewichtete Modellnetzlängen der NSP, MSP und HSP), $trfNAD_{HMNSP}$
 - Netzhöchstlast NE 4-7
 - Netzhöchstlast NE 6-7
 - Zählpunkte der NE 6-7 gewichtet

DEA 6

- Inputorientierte Analyse
- Spezifikation der Skalenerträge – konstante Skalenerträge
- Inputs – standardisierte Gesamtkosten und kalkulatorische Gesamtkosten
- Outputs
 - transformierte Netzanschlussdichte der Niederspannung (Modellnetzlänge NSP), $trfNAD_{NSP}$
 - transformierte Netzanschlussdichte der Mittelspannung (Modellnetzlänge MSP), $trfNAD_{MSP}$

³⁶ Die Gewichtung erfolgt unter Beibehaltung der Gewichtungsfaktoren des Effizienzvergleichs der dritten Regulierungsperiode.

- transformierte Netzanschlussdichte der Hochspannung (Modellnetzlänge HSP), $trfNAD_{HSP}$
- Netzhöchstlast NE 4-7
- Netzhöchstlast NE 6-7
- Zählpunkte NE 6-7 gewichtet

6.5. Ausreißeranalysen

Ausreißeranalysen zielen generell darauf ab, Netzbetreiber, die einen starken Einfluss auf die Effizienzwerte eines bedeutenden Teils der anderen Netzbetreiber haben, aus der Berechnung der Effizienzwerte auszuklammern. Betreffend die Verfahren zur Klassifizierung von Ausreißern ist zwischen den Methoden (DEA und MOLS) zu unterscheiden.

In parametrischen Verfahren (MOLS) gilt ein Unternehmen in der Regel dann als Ausreißer, wenn dieses in der Lage ist, die ermittelte Regressionsgerade zu einem erheblichen Maß zu beeinflussen. Die Beeinflussbarkeit ist im Rahmen dieses Regressionsansatzes prinzipiell unabhängig von der Effizienz des Ausreißers. Es ist demnach ebenso möglich, dass auch ein Verteilernetzbetreiber mit unterdurchschnittlicher Effizienz einen „influential data-point“ darstellt und die geschätzte Regressionsgerade in „seiner“ Richtung verzerrt. Statistische Tests zielen demnach darauf ab, generell „influential data-points“ zu identifizieren. Als Möglichkeiten bieten sich neben $DFBETAS$, „leverage plots“, „studentized residuals“, „ $DFFITs$ “, „dropped residuals“ und Covariance-Ratios auch die Cook's-Distance an, wobei letztere praktische Relevanz aufweist und gemäß Anlage 3 der deutschen Anreizregulierungsverordnung explizit als Verfahren zur Ausreißeridentifikation vorgesehen ist. Cook's Distance misst den Effekt aus der Elimination einer bestimmten Observation im Rahmen der Regressionsanalyse. Datenpunkte mit hohen absoluten Residuen und/oder ungewöhnlich hohen oder niedrigen Ausprägungen bei den unabhängigen Variablen können das Ergebnis der Regression verzerren und durch die Maßzahl der Cook's Distance identifiziert werden. Übersteigt die Cook's Distance einer bestimmten Observation einen zuvor definierten Schwellwert, so wird dieses Unternehmen als Ausreißer behandelt und die Analyse ohne dieses Unternehmen fortgesetzt. Als Schwellwert wird $(4/n-k-1)$ zugrunde gelegt, wobei n der Zahl der Beobachtungseinheiten und k der Anzahl an Parametern entspricht.

Analog zum Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode wird die Ausreißeranalyse im parametrischen Effizienzmessungsverfahren MOLS mittels Cook's Distance durchgeführt.

Innerhalb der MOLS ist es (im Gegensatz zur DEA) möglich, Ausreißer sowohl nach „oben“ als auch nach „unten“ zu identifizieren. Ausreißern nach oben wird in der MOLS ein Effizienzwert von 100% (höchster Wert in der um Ausreißer bereinigten Stichprobe) zugewiesen. Analog dazu erhalten Ausreißer nach unten den geringsten Effizienzwert im Sample nach Ausreißerbereinigung. Dies ist sachgerecht, da eine Verwendung des Ergebnisses aus der vollständigen Stichprobe aufgrund der Beeinflussung durch übrige Ausreißer unzulässig wäre und die Zuweisung eines höheren Effizienzwertes (beispielsweise des Mindesteffizienzniveaus von 80%) eine ungerechtfertigte Besserstellung des Ausreißers darstellen würde.

Im Rahmen der nicht-parametrischen Effizienzmessungsmethode (DEA) wird auf das Konzept der „Supereffizienzen“ zur Identifikation von Ausreißern abgestellt. Diese ermöglichen eine Quantifizierung des Einflusses von extrem hohen Effizienzwerten (es erfolgt hierbei keine Begrenzung auf 100 Prozent). Durch die Betrachtung der Verteilung der „Supereffizienzen“ lassen sich Rückschlüsse auf mögliche Ausreißer treffen, welche die Effizienzgrenze bilden und diese eventuell unverhältnismäßig weit entfernt von den verbleibenden Unternehmen aufspannen. Anlage 3 der deutschen Anreizregulierungsverordnung sieht die Supereffizienzanalyse betreffend vor, Unternehmen, deren Supereffizienzwert den oberen Quartilswert um mehr als den 1,5-fachen Quartilsabstand (Spannweite zwischen dem 75 %- und 25 % Quantil) übersteigt, als Ausreißer zu klassifizieren. Eine idente Vorgangsweise wurde von der Behörde bereits beim Effizienzvergleich der dritten Regulierungsperiode durchgeführt und für den gegenständlichen Effizienzvergleich ebenfalls als sachgerecht erachtet.

Ausreißern in der DEA wird somit pauschal ein Effizienzwert von 100 Prozent zugewiesen.

Für jedes der spezifizierten Benchmarkingmodelle (MOLS sowie DEA) werden Ausreißeranalysen durchgeführt und die Ausreißer aus der jeweilig zugrunde gelegten Stichprobe entfernt. Dadurch wird sichergestellt, dass diese Unternehmen im jeweiligen Modell nicht die Effizienzgrenze für andere Unternehmen setzen und dass keine nachteiligen Effekte für die anderen Unternehmen im jeweiligen Benchmarking-Sample bestehen.

Auf Basis der soeben dargestellten Vorgangsweise ergibt sich folgende Übersicht zu den identifizierten Ausreißern, je nach Benchmarkingmodell:

Ausreißeranalysen			
Benchmarkingmethode	MOLS	DEA 4	DEA 6
Ausreißeridentifikation	Cook's Distance	Verteilung der Supereffizienzen	Verteilung der Supereffizienzen
Kritischer Schwellwert, standardisierte Sichtweise	0,118 = $4/(38-3-1)$	121,93 % = $Q(75\%)+1,5*(Q(75\%)-Q(25\%))$	127,66 % = $Q(75\%)+1,5*(Q(75\%)-Q(25\%))$
Kritischer Schwellwert, kalkulatorische Sichtweise	0,118 = $4/(38-3-1)$	105,73 % = $Q(75\%)+1,5*(Q(75\%)-Q(25\%))$	126,70 % = $Q(75\%)+1,5*(Q(75\%)-Q(25\%))$
Anzahl der Ausreißer, standardisierte Sichtweise	4 (davon 2 nach oben)	3	4
Anzahl der Ausreißer, kalkulatorische Sichtweise	1 (davon 1 nach oben)	4	2

Abbildung 3: Ausreißeranalysen nach Benchmarkingverfahren und Inputspezifikation

6.6. Ermittlung des individuellen (gewichteten) Effizienzwertes (X_{ind})

Die Effizienzwerte der MOLS und der DEAs werden beim Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode zu jeweils 50 Prozent (d.h. 50% MOLS, 25% DEA 4 und 25% DEA 6) in einen (gewichteten) Effizienzwert für die jeweilige Input-Basis überführt und ersetzt damit die Gewichtungsfaktoren der dritten Regulierungsperiode. Die Gewichtung erfolgt vor dem Hintergrund der jeweiligen Vor- und Nachteile der Methoden (vgl. Abschnitt 6.1). Da die Methoden als gleichwertig zu betrachten sind, ist es für die Behörde nicht ersichtlich, weshalb beiden DEAs in Summe eine höhere Gewichtung als die MOLS einnehmen sollten. Die BAK schließt sich im Rahmen ihrer Stellungnahmen dieser Auffassung an und plädiert ebenfalls für eine Gleichgewichtung der Ergebnisse zwischen den Methoden (DEA und MOLS). Daher wird eine Best-of Abrechnung über die Methoden – wie von zahlreichen Unternehmen und Österreichs Energie im Zuge der Stellungnahmen gefordert – von der Behörde entschieden abgelehnt. Dies gilt nicht nur vor dem Hintergrund der bereits ausreichend diskutierten spiegelbildlichen Vor- und Nachteile der Methoden. Eine Abkehr von diesem Prinzip würde aus Sicht der Behörde eine neuerliche kritische Analyse der „überspezifizierten“ DEAs (Einbeziehung weiterer Outputparameter aus „ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen“ unabhängig von der konkreten Signifikanz), der Alleinstellungsmerkmale aufgrund von fehlenden Weight-Restrictions in der DEA und der zusätzlichen Durchführung einer DEA mit getrennten Modellnetzlängen auf Hoch-, Mittel- und Niederspannung neben der einfachen gewichteten Modellnetzlänge erfordern. Auch die nunmehr fortgeführte Best-of Abrechnung über die jeweiligen Kapitalbasen darf für zukünftige Regulierungsperioden nicht als gegeben genommen angesehen werden. Die Behörde wird sich mit der Möglichkeit der Standardisierung der Betriebskosten gegebenenfalls auseinandersetzen, weshalb für die Zukunft eine Gleichgewichtung der nach Methodengewichtung ermittelten Effizienzwerte anstelle einer Best-of-Abrechnung ebenso denkbar ist, wie die ausschließliche Fokussierung auf die standardisierte Sichtweise.

Anhand der Modelle wurde die folgende Effizienzwertverteilung ermittelt.

Modell	MOLS	DEA 4	DEA 6
Spezifikation	log-linear CRS	CRS	CRS
Input	TOTEX standardisiert	TOTEX standardisiert	TOTEX standardisiert
Outputs gemäß Variante	V0	V0	V0
Durchschnittlicher Effizienzwert	89,4 %	89,9 %	92,0 %
Minimaler Effizienzwert	74,6 %	71,5 %	71,6 %
Anzahl der 100% effizienten Unternehmen (inkl. Ausreißer nach oben)	11	9	13

Abbildung 4: Übersicht zur Effizienzverteilung nach Modellen, standardisierte Sicht

Modell	MOLS	DEA 4	DEA 6
Spezifikation	log-linear CRS	CRS	CRS
Input	TOTEX kalkulatorisch	TOTEX kalkulatorisch	TOTEX kalkulatorisch
Outputs gemäß Variante	V0	V0	V0
Durchschnittlicher Effizienzwert	90,4 %	93,9 %	94,1 %
Minimaler Effizienzwert	74,1 %	73,1 %	72,8 %
Anzahl der 100% effizienten Unternehmen (inkl. Ausreißer nach oben)	8	13	16

Abbildung 5: Übersicht zur Effizienzverteilung nach Modellen, kalkulatorische Sicht

Auf Basis der genannten Gewichtungen ergibt sich folgende Verteilung der Effizienzwerte nach Best-of Abrechnung über die beiden Kostenbasen:

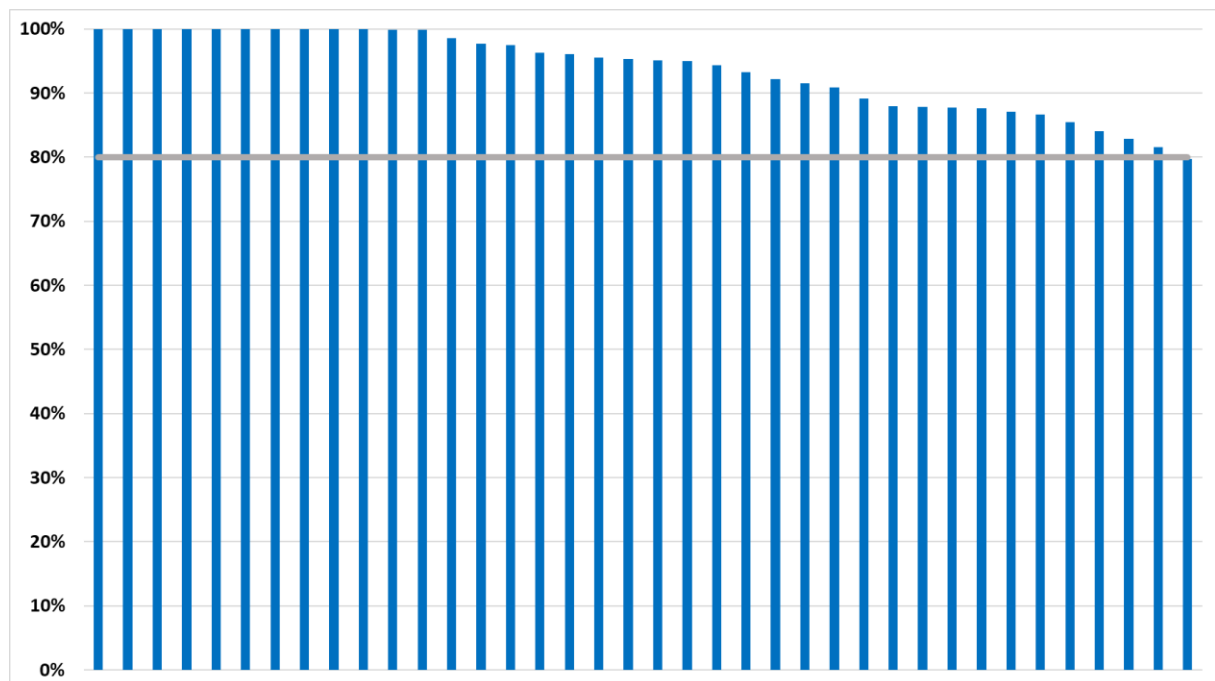


Abbildung 6: Verteilung der gewichteten Effizienzwerte nach Best-of Abrechnung über die beiden Kostenbasen

Die abgeleiteten Effizienzwerte werden einerseits bei der Bestimmung der Zielvorgabe (vgl. Kapitel 7) für die beeinflussbaren Betriebskosten (vgl. Kapitel 4.2) als auch direkt im Rahmen der effizienzabhängigen Rendite (vgl. Kapitel 4.3.1 und 4.3.2) angewandt.

6.7. Konvergenz der Effizienzwerte

In zahlreichen Stellungnahmen von Netzbetreibern, Österreichs Energie sowie der Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke wurde vorgebracht, dass die Benchmarkingergebnisse nicht akzeptabel seien, da es zu keiner Konvergenz der Effizienzwerte und somit Verbesserung der Durchschnittseffizienz gekommen sei.

Die Behörde entgegnet, dass sich eine signifikante Konvergenz der Effizienzwerte statistisch nachweisen lässt. In der folgenden Abbildung ist die Effizienzwertverteilung der dritten Regulierungsperiode jener der vierten Periode mittels Box-Plots gegenübergestellt. Für einen unverzerrten Vergleich wurde die Gewichtungssystematik der 4. Periode Strom (50% MOLS; 25% DEA 3/4; 25% DEA 5/6) ohne Berücksichtigung von Mindesteffizienzen und nach Best-of-Abrechnung herangezogen.

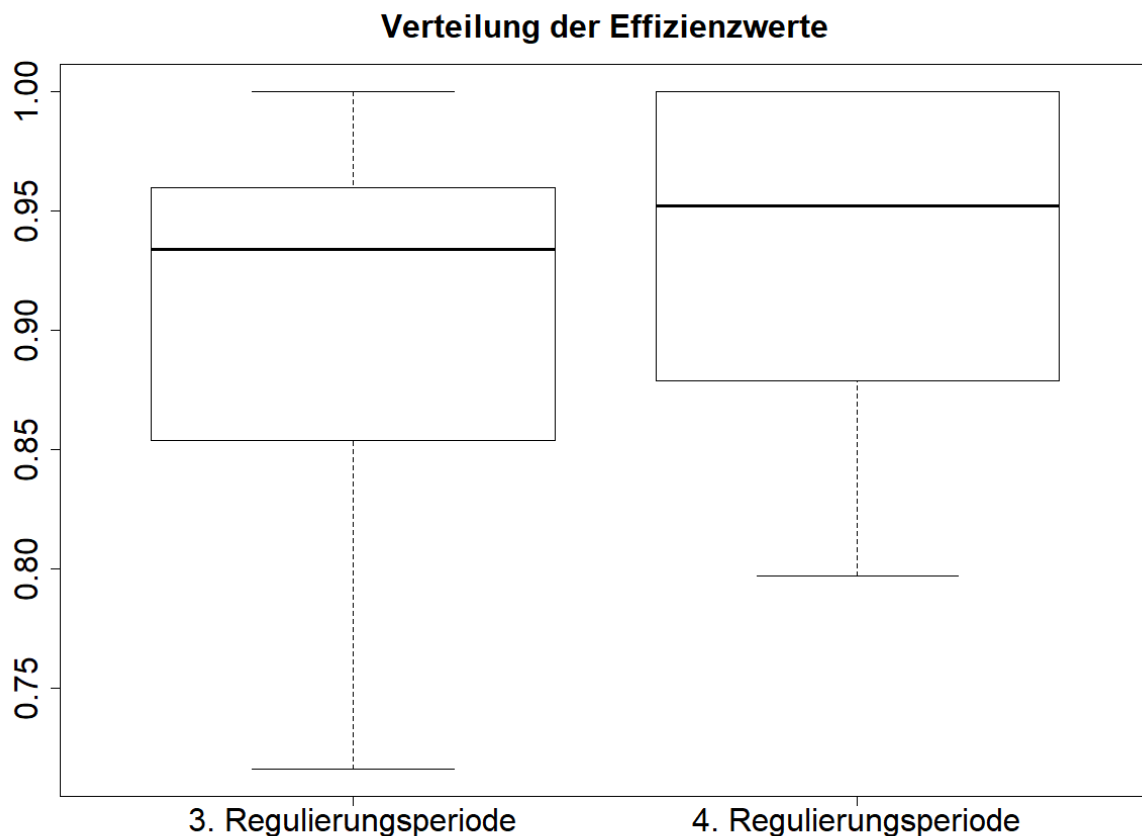


Abbildung 7: Verteilung der Effizienzwerte

Die folgende Abbildung illustriert, dass sich die Effizienzwerte (Gewichtungssystematik der 4. Periode) zahlreicher Unternehmen verbessert haben. Dies gilt für all jene Datenpunkte, welche sich oberhalb der roten Linie (vgl. nachfolgende Abbildung) befinden. Es liegt jedoch in der Natur des relativen Effizienzvergleichs, dass sich die Effizienzwerte für Unternehmen, welche keine hinreichenden Kostensenkungen durchgeführt haben, entsprechend reduzieren.

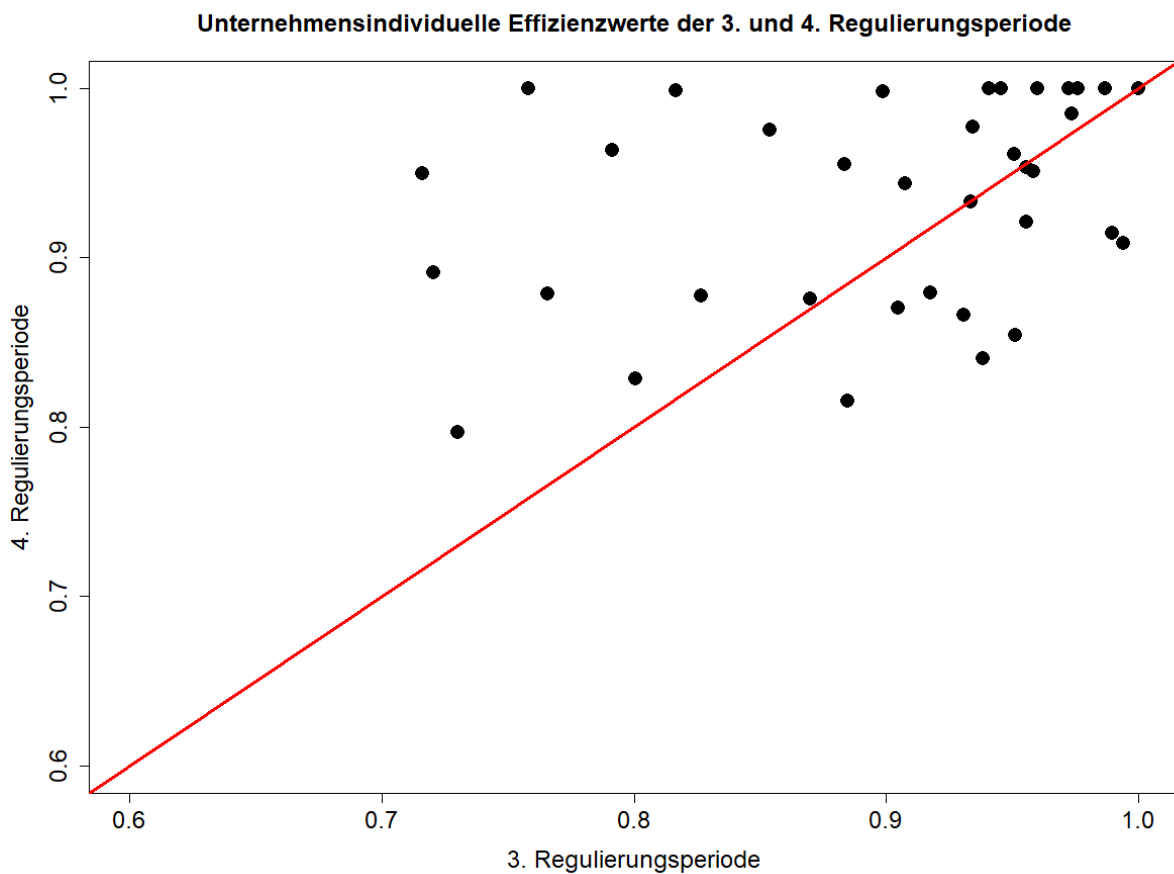


Abbildung 8: Unternehmensindividuelle Effizienzwerte der 3. und 4. Regulierungsperiode

Eine deskriptive Untersuchung der Effizienzwerte dieser beiden Perioden liefert die folgenden Ergebnisse:

	3. Regulierungsperiode	4. Regulierungsperiode
Mittelwert	90,2%	93,6%
Median	93,4%	95,2%
Gini-Koeffizient	0,051	0,037

Die Darstellungen verdeutlichen zunächst eine allgemeine Erhöhung des Effizienzniveaus. So stiegen für die vierte Regulierungsperiode sowohl der Median als auch der arithmetische Mittelwert der Benchmarkingergebnisse. Wie der folgende Man-Whitney U-Test zeigt, ist darüber hinaus die Lageverschiebung der Effizienzwertverteilungen signifikant positiv.

wilcoxon rank sum test with continuity correction

data: Data_4RP and Data_3RP

w = 893, p-value = 0.03789

alternative hypothesis: true location shift is greater than 0

Hinzu kommen eine Verschiebung der Interquartilsdistanz sowie des Minimums der Effizienzwerte nach oben. Dies impliziert eine Konvergenz der Effizienzwerte, welche auch durch den fallenden Gini-Koeffizienten verdeutlicht wird.

Auf Konvergenz kann darüber hinaus im Rahmen einer einfachen linearen Regression in der folgenden Form getestet werden

$$\log\left(\frac{\text{Effizienzwert}_{4.\text{Periode}}}{\text{Effizienzwert}_{3.\text{Periode}}}\right) = \beta_0 + \beta_1 * \log(\text{Effizienzwert}_{3.\text{Periode}}) + \varepsilon,$$

wobei ε den Fehlerterm darstellt. Die Parameter β_0 sowie β_1 werden auf Basis der vorhandenen Daten mittels OLS geschätzt. Nimmt β_1 einen signifikant negativen Wert an, sind Effizienzsteigerungen im Sample umso höher, je geringer der ursprüngliche Effizienzwert war. In diesem Fall liegt Evidenz für (unkonditionale) Beta-Konvergenz vor. Eine Untersuchung auf Basis der oben dargestellten Daten liefert folgendes Ergebnis³⁷.

```

=====
                        Dependent variable:
-----
                        log(Data_4RP/Data_3RP)
-----
log(Data_3RP)                -0.755***
                              (0.107)

Constant                      -0.042**
                              (0.016)

-----
Observations                   38
R2                             0.579
Adjusted R2                    0.567
Residual Std. Error           0.065 (df = 36)
F Statistic                    49.546*** (df = 1; 36)
=====
Note: *p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

```

Somit weist auch dieser Befund auf das Vorliegen von Konvergenz hin.

Österreichische Stromverteilernetzbetreiber treten mit Beginn des kommenden Jahres in die nunmehr bereits vierte Regulierungsperiode ein. Dass diese auch mit gewissen Weiterentwicklungen versehen ist, sollte prinzipiell nicht überraschen. Aus Sicht der Behörde sind die Anreize zur Stärkung der produktiven und allokativen Effizienz jedenfalls auch zur Erfüllung der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung wichtig, da mit begrenzten Ressourcen ein sparsamer Mitteleinsatz verfolgt werden sollte.

Die Steigerung der Durchschnitts- und Medianeffizienz sowie die Konvergenz der Effizienzwerte sprechen ebenfalls für die im folgenden Kapitel 7 zusammengefassten Weiterentwicklungen der Regulierungssystematik.

³⁷ Der folgende Regressionsoutput wurde mit dem Paket *stargazer: Well-Formatted Regression and Summary Statistics Tables* in R erstellt (Hlavac, 2018); Details: <https://CRAN.R-project.org/package=stargazer>

7. Bestimmung der Zielvorgabe während der Regulierungsperiode

Die Zielvorgabe (ZV)³⁸ wird wie bisher sowohl den generellen Produktivitätsfortschritt (Xgen) als auch die unternehmensindividuelle Zielvorgabe (Xind) umfassen. Wie bereits für die ersten beiden Regulierungsperioden erfolgt eine direkte Überführung der Effizienzwerte in jährliche Vorgaben auf Basis einer entsprechenden Umrechnung über eine bestimmte Dauer (gleitender Verlauf). Gemäß § 59 Abs. 3 ElWOG 2010 kann der Zeitraum zur Realisierung der Zielvorgaben (Zielerreichungszeitraum) durch die Behörde im jeweiligen Kostenbescheid in ein- oder mehrjährige Perioden unterteilt werden. Die Dauer, welche die maximale jährliche individuelle Vorgabe determiniert, ist grundsätzlich auf Basis der durchgeführten Benchmarkinganalyse sowie entsprechender Abwägungen zwischen den Zielen der Anreizregulierung (produktive Effizienz versus alloкатive Ineffizienz) zu bestimmen. Zur Festlegung entsprechender Zielvorgaben für die vierte Regulierungsperiode wurde ein neuerlicher Effizienzvergleich durchgeführt. Um die Stabilität des Anreizregulierungssystems zu gewährleisten, ist neben einer Determinierung eines Mindest-Effizienzniveaus auch ein adäquater Zeitraum zu bestimmen, innerhalb dessen entsprechende Vorgaben vertretbar sind. Unabhängig von der Verteilung etwaiger Ineffizienzen über einen gewissen Zeitraum ist es notwendig, vor Beginn einer weiteren Anreizregulierungsperiode einen neuerlichen relativen Effizienzvergleich (Benchmarking) durchzuführen. Dadurch können sich – je nach unternehmensindividueller „Lage“ im Effizienzvergleich – entsprechend veränderte individuelle Zielvorgaben ergeben. Die Determinierung der Dauer zur Verteilung der Ineffizienzen, die Festlegung eines Mindesteffizienzniveaus sowie die Länge der folgenden Anreizregulierungsperiode haben jeweils für jede Periode zu erfolgen.

Auf Basis der dargestellten Erwägungen wird die Mindesteffizienz für die vierte Regulierungsperiode auf 80 Prozent festgelegt. Die Abbaudauer der Ineffizienzen wurde in der „vorläufigen“ Regulierungssystematik auf die Dauer einer Regulierungsperiode (fünf Jahre) beschränkt. Dies ist nicht nur im europäischen Vergleich üblich, sondern stärkt auch die Anreize zum effizienten Verhalten, welche in vergangenen Regulierungsperioden durch die deutliche Streckung nur eingeschränkt aufrecht waren.

Zahlreiche Stellungnahmen von den betroffenen Unternehmen und den Branchenvertretungen (Österreichs Energie und VÖEW) sprachen sich dezidiert gegen die Verkürzung auf fünf Jahre aus und forderten vehement eine Beibehaltung der bisherigen Abbaudauer auf zwei Regulierungsperioden (zehn Jahre). Erläutert wird diese Forderung mit der ausbleibenden Konvergenz der Effizienzwerte und auch mit Verweis auf das deutsche Regulierungssystem, wo die Effizienzwerte durch eine Best-of Abrechnung über Methoden (SFA und DEA) und Kostenbasen (standardisierte und nicht-standardisierte Aufwandsparemeter) deutlich höher lägen.

Die Behörde ist der Auffassung, dass eine Verkürzung der Abbaudauer jedenfalls angebracht ist, weil die Argumente der Netzbetreiber und Branchenvertretungen hier nicht überzeugen. Zur Konvergenz der Effizienzwerte sei an dieser Stelle auf Kapitel 6.7 verwiesen, wo ausführlich dargelegt wird, dass eine statistisch nachweisbare Konvergenz der Effizienzwerte entgegen der Annahme von Österreichs Energie tatsächlich eingetreten ist. Auch der von

³⁸ Vormals als Kostenanpassungsfaktor bezeichnet.

Österreichs Energie zitierte „durchschnittliche Effizienzwert“ in Deutschland ist irreführend, weil es sich hierbei um den gewichteten durchschnittlichen Effizienzwert (Gewichtet nach Aufwandsparametern – d.h. Gesamtkosten der Netzbetreiber) und nicht um den arithmetischen Durchschnitt der einzelnen Effizienzwerte handelt. Eine Verkürzung der Abbaudauer von Ineffizienzen nach drei Regulierungsperioden ist, wie auch von der WKO vorgebracht, jedenfalls vertretbar. Daher legt die Behörde die Dauer zum Abbau von Ineffizienzen für die vierte Regulierungsperiode abweichend zum vorläufigen Ermittlungsergebnis mit nunmehr eineinhalb Regulierungsperioden (dh 7,5 Jahren) fest. Die Verkürzung ist als „Einschleifregelung“ für künftige Regulierungsperioden zu interpretieren, weil die Abbaudauer von Ineffizienzen auch mit der Regulierungsperiode, insbesondere auch bei eingetretener Konvergenz der Effizienzwerte, übereinstimmen sollte, um wirksame Mechanismen im Sinne einer Anreizregulierung zu schaffen. An dieser Stelle sei aber auch angemerkt, dass weder die Dauer einer Regulierungsperiode als Konstante zu betrachten ist (diese könnte auch durchaus verkürzt werden), noch die Abbaudauer über eine volle Regulierungsperiode notwendigerweise gestreckt werden muss. Österreichische Stromverteilernetzbetreiber treten zudem mit Beginn des kommenden Jahres in die nunmehr bereits vierte Regulierungsperiode ein. Dass diese auch mit gewissen Weiterentwicklungen versehen ist, sollte prinzipiell nicht überraschen. Aus Sicht der Behörde sind die Anreize zur Stärkung der produktiven und allokativen Effizienz jedenfalls auch zur Erfüllung der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung wichtig, da mit begrenzten Ressourcen ein sparsamer Mitteleinsatz verfolgt werden sollte.

Auch wäre der Abbau der Ineffizienzen über einen Zeitraum von fünf Jahren im europäischen Kontext nicht unüblich: Der deutsche Anreizregulierungsrahmen sieht den Abbau der Ineffizienzen bereits seit der zweiten Periode innerhalb eines fünfjährigen Zeitraums (nämlich bis zum Ende einer Regulierungsperiode) vor. Prinzipiell ist von Seiten der Behörde aber auch darauf hinzuweisen, dass im Zuge der Evaluierung der deutschen Anreizregulierungsverordnung mehrere Modellvarianten diskutiert wurden und das Modell des „Gesamtkostenabgleichs mit Bonus“ (vgl. dazu BNetzA 2015, Evaluierungsbericht zur ARegV³⁹) den Abbau der Ineffizienzen binnen nur noch zwei Jahren vorsah. Die von der Behörde getroffene Festlegung der Verkürzung der Abbaudauer der Ineffizienzen ist entgegen der Auffassung des VÖEW auch nicht gegen „kleine“ Netzbetreiber gerichtet. Die Festlegung trifft alle regulierten Netzbetreiber und die individuelle Betroffenheit resultiert lediglich aus der individuellen Lage im Effizienzvergleich. Beim gegenständlichen Effizienzvergleich wird neben der Auswahl geeigneter Struktur- und Leistungsparameter auch eine Spezifikation mit konstanten Skalenerträgen berücksichtigt und soll die Wahl der optimalen Betriebsgröße beanreizen. Operiert ein Unternehmen außerhalb dieser optimalen Betriebsgröße, so sinkt die technische Effizienz dementsprechend. Dies gilt aber symmetrisch sowohl für Unternehmen die unter (zu klein) als auch über (zu groß) diesem Optimum operieren. Auch der öfters geäußerte Kritikpunkt, dass eine Mehrzahl der Unternehmen einen Effizienzwert unter dem arithmetischen Mittelwert aufweist, kann nicht nachvollzogen werden; schließlich liegt der Median der Effizienzwerte deutlich über dem arithmetischen Mittelwert. Im kostengewichteten Vergleich bedeutet dies im Umkehrschluss aber nicht, dass eine Vielzahl von Netzbetreibern unterhalb der optimalen Betriebsgröße operiert, weil sich die

³⁹ BNetzA (2015) „Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung“, 21. Jänner 2015.

Effizienzeinschätzung nicht nur aus der Skaleneffizienz, sondern auch aus der Kosteneffizienz konstituiert. Dass die Verkürzung der Abbaudauer die „Besonderheiten kleiner und mittlerer EVUs“ nicht ausreichend berücksichtigen würde, kann von der Behörde nicht nachvollzogen werden. Strukturelle Ausprägungen sind eine Frage des Effizienzvergleichs und daher in diesem Schritt und nicht bei der nachgelagerten Überführung der daraus abgeleiteten Effizienzwerte in Zielvorgaben berücksichtigt.

Für die Behörde stehen die Ziele einer Anreizregulierung im Vordergrund. Abwägungen zwischen Anreizen zur produktiven und allokativen Effizienz stünden in einer extremen Ausprägung zwar der Sicherstellung der finanziellen Solvenz der Netzbetreiber entgegen, die getroffene Festlegung, die in (best-practice) Yardstick-Systemen deutlich ausgeprägter sein könnte, ist aber als ausgewogener Mittelweg zu sehen. So sieht die nunmehr getroffene Festlegung (Abbaudauer von eineinhalb Perioden) die Einführung eines Mindesteffizienzniveaus, die Gewichtung der Effizienzeinschätzung aus mehreren Verfahren und die Best-of Abrechnung dieser gewichteten Effizienzwerte über die Kostenbasen, die Gewährung einer effizienzabhängigen Rendite mit deutlich positiven Eigenkapitalrenditen im Falle einer Mindesteffizienz, eine Festlegung der Ausgangskostenbasis anhand unternehmensindividueller Netzkosten und die Gewissheit einer neuerlichen Festlegung der Kostenausgangsbasis zu Beginn zukünftiger Regulierungsperioden vor. Zusammengefasst stellt dies in Hinblick auf die regulatorische Zielsetzung einen ausgewogenen Ansatz dar. Dass bei der von Netzbetreibern und Branchenvertretungen geforderten Überführung von Effizienzvorgaben über zehn Jahre und einer neuerlichen Kostenfeststellung nach bereits fünf Jahren die Bedeutung des Effizienzwertes in den Hintergrund tritt, ist durchaus nachvollziehbar aber dem Vorbringen ist aus den geschilderten Punkten nicht zur Gänze zu folgen um sämtlichen Zielen der Regulierung zu entsprechen.

Die Änderung (Verkürzung der Abbaudauer) ist auch als Vorbereitung für eine etwaige Yardstick-Regulierung zu sehen, wo nicht nur während einer Regulierungsperiode, sondern auch zu Beginn bei der Ermittlung der Kostenausgangsbasis eine Entkoppelung zwischen eigenen Kosten und jenen des Vergleichsmaßstabs (Durchschnitt oder best-practice) erfolgt. Aussagen einiger Netzbetreiber, wonach diese jährlich lediglich den Kostenpfad erfüllen (und damit keine weiteren erhöhten Anstrengungen zur produktiven Effizienz unternehmen) oder generell dem Kostenpfad in ihren unternehmerischen Entscheidungen wenig Gewicht beimessen (weil die Kostensenkungsvorgaben über einen zu langen Zeitraum gestreckt werden und die Kosten ohnehin in der Ausgangsbasis einer neuen Periode enthalten sind), stützen die Entscheidung der Behörde, die Kostensenkungsvorgaben mittels einer verkürzten Abbaudauer stringenter zu setzen. Auch der Befund von Swiss Economics 2018, dass eine höhere Kostenbasis wichtiger als ein guter Effizienzwert zu sein scheint, kann von der Behörde nachvollzogen werden. Die Verkürzung der Abbaudauer wirkt diesem entgegen.

Die Zielvorgabe wird somit folgendermaßen bestimmt:

$$ZV = 1 - (1 - X_{gen}) \times \sqrt[7.5]{ES_{2018}},$$

wobei ES_{2018} den individuellen (gewichteten) Effizienzwert darstellt.

Unter Berücksichtigung der erhöhten Mindesteffizienz von 80 Prozent und einer Abbaudauer der Ineffizienzen über eineinhalb Regulierungsperioden (7,5 Jahre) wird die jährliche maximale Effizienzsteigerungsrate auf 2,931 Prozent begrenzt. Die maximale jährliche Zielvorgabe (als Zusammenspiel zwischen genereller und individueller Zielvorgabe) beträgt 3,854 Prozent und liegt damit noch unter der maximalen Zielvorgabe der bisherigen Regulierungsperioden.

Die jährliche Zielvorgabe bleibt während der gesamten vierten Regulierungsperiode unverändert. Für die Folgeperioden wird jeweils ein neues Regulierungssystem bestimmt, weshalb die Effizienzwerte der vierten Regulierungsperiode kein Präjudiz für die zukünftige Behandlung der Gas- und Stromverteilernetzbetreiber bedeuten.

Für ein effizientes Unternehmen entspricht der Xgen der Zielvorgabe.

Es ergibt sich somit der folgende Zusammenhang zwischen den Effizienzwerten und den entsprechenden Zielvorgaben:

Effizienzwert	Zielvorgabe p.a.
80%	3,854%
85%	3,073%
90%	2,332%
95%	1,625%
100%	0,950%

Abbildung 9: Zusammenhang zwischen Zielvorgabe und Effizienzwert

Die Anwendung der Zielvorgabe betrifft nur die beeinflussbaren Betriebskosten (vgl. Kapitel 4.2), da für die Kapitalkosten das System der effizienzabhängigen Rendite (vgl. Kapitel 4.3.1 und 4.3.2) zur Anwendung gelangt.

8. Netzbetreiberpreisindex (NPI)

Zur Einhaltung des Grundsatzes der Kostenorientierung ist eine Anpassung der Kosten durch einen Inflationsfaktor während der Regulierungsperiode notwendig. Dadurch werden exogene – d.h. vom Unternehmen nicht beeinflussbare – Kostenerhöhungen abgebildet. Aufgrund der unterschiedlichen Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten während der Regulierungsperiode (pauschaler additiver Betriebskostenfaktor und tatsächliche Investitionsentwicklung in Form eines Kapitalkostenabgleichs; vgl. Abschnitte 11.1 und 4.3.2) wird lediglich das Budget der Betriebskosten mit dem Netzbetreiberpreisindex inflationiert.

Zur Abdeckung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate ist gemäß § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 ein Netzbetreiberpreisindex zu berücksichtigen, welcher sich aus veröffentlichten Teilindices zusammensetzt, die die durchschnittliche Kostenstruktur der Stromverteilernetzbetreiber repräsentieren.

Die Kostenerhöhungen der Stromverteilernetzbetreiber werden wie bisher durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , abgebildet, wobei sich dieser (auf Basis einer Branchendurchschnittsbetrachtung) wie folgt – unverändert zur dritten Regulierungsperiode – zusammensetzt:

- *Tariflohnindex* (Generalindex), TLI, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im Personalbereich (Gewichtung: 57 Prozent).
- *Verbraucherpreisindex*, VPI, publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die durchschnittliche Preisentwicklung im sonstigen betrieblichen Bereich (Gewichtung: 43 Prozent).

Alternativ zum allgemeinen Tariflohnindex könnten Preissteigerungen im Personalbereich auch auf Basis kollektivvertraglicher Abschlüsse abgebildet werden. Daraus müsste jedoch gemäß § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 zunächst ein entsprechender Teilindex generiert und veröffentlicht werden. Aus Sicht der Behörde ist überdies – wie in vergangenen Regulierungsperioden – der EVU-Kollektivvertrag für eine Vielzahl von Stromverteilernetzbetreibern auch weiterhin nicht, wie von § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 gefordert, repräsentativ für die durchschnittliche Kostenstruktur der Stromverteilernetzbetreiber, weil:

- Stromverteilernetzbetreiber unterschiedliche Kollektivverträge (je nach Berufsgruppe – Arbeiter, Angestellte, Beamte) zur Anwendung bringen und
- zumindest teilweise einen signifikanten Anteil an Netzdienstleistungen von Dritten zukaufen.

Es wären somit unternehmensindividuelle Gegebenheiten zu berücksichtigen und folglich unternehmensspezifische Tariflohnindices zu generieren, die vermutlich in Richtung eines generellen TLI tendieren würden. Ein reines Abstellen auf eine der möglichen kollektivvertraglichen Entwicklungen (z.B.: EVU-KV) wird jedenfalls abgelehnt, da dieser Wert weder eine Durchschnittsbetrachtung darstellt noch die tatsächlichen individuellen Verhältnisse der Stromverteilernetzbetreiber abbildet und auch der Vorgabe des § 59 Abs. 5

Beilage 2

EIWOG 2010 nicht entsprechen würde. Vor diesem Hintergrund erscheint der Behörde ein Festhalten an der Durchschnittsbetrachtung mittels TLI als sachgerecht.

Bei der Ermittlung der jährlichen Änderungsrate von ΔNPI_t werden generell letztverfügbare Werte herangezogen und analog zur Vorgangsweise während der vorangegangenen Regulierungsperioden keine Prognosen zugrunde gelegt. Sowohl der Tariflohnindex (TLI) als auch der Verbraucherpreisindex (VPI) werden monatlich veröffentlicht, wobei die endgültigen Werte des VPI mit einem Verzug von rund 1,5 Monaten und des TLI mit einem Verzug von 3,5 Monaten nach etwaigen Revisionen der vorläufigen Daten vorliegen. Um eine zeitgerechte Ermittlung von ΔNPI_t im jeweiligen Entgeltermittlungsverfahren zu gewährleisten, können unter Berücksichtigung der zeitlichen Restriktionen (insbesondere beim TLI) Werte bis zum Dezember des vergangenen Kalenderjahres berücksichtigt werden.

Die Ermittlung der beiden Einzelindices kann demnach formal folgendermaßen dargestellt werden:

$$\Delta VPI_t = \frac{VPI_{01.t-2} + \dots + VPI_{12.t-2}}{VPI_{01.t-3} + \dots + VPI_{12.t-3}} - 1$$

$$\Delta TLI_t = \frac{TLI_{01.t-2} + \dots + TLI_{12.t-2}}{TLI_{01.t-3} + \dots + TLI_{12.t-3}} - 1$$

Die Zusammenführung dieser Einzelindices erfolgt anhand der obig skizzierten Gewichtung:

$$\Delta NPI_t = 0,57 \times \Delta TLI_t + 0,43 \times \Delta VPI_t$$

9. Finanzierungskostensatz (WACC)

Gemäß § 60 Abs. 1 EIWOG 2010 haben die Finanzierungskosten die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes zu berücksichtigen sind. In der Vergangenheit wurde der Finanzierungskostensatz auf Basis eines WACC-Ansatzes ermittelt – diese Vorgangsweise wird auch für die vierte Anreizregulierungsperiode beibehalten.

Generell soll eine optimale WACC-Struktur sicherstellen, dass es für ein Unternehmen keinen Unterschied macht, ob es am Markt oder in die regulierte Infrastruktur investiert. Wird der WACC zu hoch festgesetzt, bestehen Anreize, übermäßig in die Netze zu investieren (Averch-Johnson-Effekt); wird er umgekehrt zu niedrig angesetzt, besteht das Risiko, dass notwendige Investitionen im Bereich der regulierten Infrastruktur nicht durchgeführt werden. Es besteht der wesentliche Grundsatz, den langfristigen Bestand der Netze und die damit verbundene hohe Qualität der Netzdienstleistungen sicherzustellen.

Für die dritte Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetze wurde der angemessene WACC vor Steuern mit gutachterlicher Unterstützung in der Höhe von 6,42 Prozent p.a. bestimmt. Analog zur Festlegung des WACC für die Methodenregulierung der Fernleitungsnetzbetreiber (beginnend mit 1. Jänner 2017, siehe „Kosten- und Tarifmethode gem. § 82 GWG 2011“)⁴⁰, der Festlegung für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber (beginnend mit 1. Jänner 2018) und der ebenso mit 1. Jänner 2018 getroffenen Festlegung im Strom-Übertragungsnetzbereich wird auch für die Stromverteilernetzbetreiber im Zuge der vierten Regulierungsperiode beginnend mit 1. Jänner 2019 ein WACC (bei Erfüllung der Normkapitalstruktur) in Höhe von 4,88 Prozent p.a. für die Dauer der Regulierungsperiode festgesetzt. Grundlage hierfür bildet ein Gutachten von Frontier Economics⁴¹ aus dem Jahr 2016, d.h. die verwendete Datenbasis umfasst Werte bis zum Ende des Jahres 2015. Auf eine weitere Aktualisierung des Durchrechnungszeitraumes wird verzichtet, da die Behörde bestrebt ist, zwischen den Sektoren Fehlanreize mit divergierenden WACC-Festlegungen zu vermeiden.

Für die Festlegung des Zinssatzes werden grundsätzlich die gleichen Parameter wie in der Methode für die Gasfernleitungsnetzbetreiber herangezogen.

⁴⁰ <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/97b2e2a6-9330-4ad2-9875-1b55a4fc6242>.

⁴¹ Frontier Economics (2016) „Bestimmung der Finanzierungskosten für Energienetzbetreiber“, Gutachten für die E-Control, März 2016.

	3. Periode	4. Periode
risikoloser Zins	3,27%	1,87%
Risikozuschlag Fremdkapital	1,45%	0,83%
Marktrisikoprämie	5,00%	5,00%
Beta unverschuldet	0,325	0,400
Beta verschuldet	0,691	0,850
FK-Anteil	60,00%	60,00%
EK-Anteil	40,00%	40,00%
Steuersatz	25,00%	25,00%
EK-Zins <i>nach</i> Steuern	6,72%	6,12%
EK-Zins <i>vor</i> Steuern	8,96%	8,16%
FK-Zins <i>vor</i> Steuern	4,72%	2,70%
WACC <i>vor</i> Steuern	6,42%	4,88%
WACC <i>nach</i> Steuern	4,81%	3,66%

Abbildung 10: Festlegung des Finanzierungskostensatzes gem. § 60 EIWOG 2010

Für Neuinvestitionen während der Regulierungsperiode (d.h. für Investitionen ab 2019 bis 2023) wird für die Dauer der Regulierungsperiode der Finanzierungskostensatz für eigenkapitalfinanzierte Anlagen um 0,8 Prozentpunkte erhöht, d.h. der Mark-up auf die durchschnittlich gewogenen Kapitalkosten beträgt 0,32 Prozentpunkte (=0,80 x 40% EK-Anteil). Es ergibt sich somit ein WACC für Neuanlagen in Höhe von 5,20% p.a.

Mark-up (EK-Zins)	0,80 %
WACC für Neuanlagen	5,20 %
EK-Zinssatz für Neuanlagen	8,96 %

Abbildung 11: WACC für Neuanlagen

Die Herleitung der einzelnen WACC-Parameter für die oben genannten Festlegungen wird in Folge skizziert.

Risikoloser Zins – Im Gegensatz zur Festlegung der dritten Regulierungsperiode ist eine weitere Orientierung an der Sekundärmarktrendite (SMR) auf Basis des Gutachtens von Frontier Economics 2016 nicht mehr empfehlenswert, da die Berechnung und Veröffentlichung dieses Index Ende März 2015 eingestellt wurde. Auch bildet eine Orientierung an den österreichischen Staatsanleihen durch den Entfall des AAA-Ratings keinen risikolosen Zins ab. Die Berücksichtigung von längeren Anleihedauern (wie bei der SMR bzw. dem Nachfolgeindex UDRB) erscheint nicht sachgerecht, da im Rahmen einer Unternehmensfinanzierung nicht auf die Restnutzungsdauer der vorhandenen Anlagen, sondern auf eine möglichst kostengünstige Finanzierung zu achten ist. Die Nutzungsdauer von Anlagen ist lediglich im Bereich der Projektfinanzierung relevant. Aus diesem Grund ist für die Behörde ein Zinssatz in Höhe von

1,87% (10-jährige AAA-Anleihen des Euro-Raums und Mittelwertbildung über einen fünfjährigen Zeitraum) angemessen.

Risikoaufschlag für Fremdkapital – Bei der Ermittlung des Risikoaufschlags wurden zwei Ansätze gewählt. Einerseits wurde dieser Risikoaufschlag anhand der Renditen börsengehandelter Unternehmensanleihen und andererseits anhand von europäischen Anleiheindices berechnet. Unternehmen mit einem schlechteren Rating als A wurden als Vergleichsmaßstab nicht herangezogen, weil davon auszugehen ist, dass österreichische Netzbetreiber aufgrund des regulierten Geschäftsfeldes und der angewandten Regulierung relativ hohe Bonitäten aufweisen. Für die Durchschnittsbildung wurde analog zum risikolosen Zinssatz ein fünfjähriger Zeitraum herangezogen. Die Behörde orientierte sich bei der Festlegung des Risikoaufschlags für Fremdkapital an der unteren Bandbreite des Gutachtens von Frontier Economics 2016, da die Debt Spreads österreichischer Energieversorger (lt. deren Geschäftsberichten) entweder an oder sogar unter dieser Grenze liegen. In Summe ergibt sich ein Fremdkapitalzinssatz in Höhe von 2,70%.

Marktrisikoprämie – Bei der Marktrisikoprämie ist aus Behördensicht grundsätzlich auch auf Basis des Gutachtens von Frontier Economics 2016 vorzugehen. Allerdings wird anstelle eines Wertes in Höhe von 4,4% weiterhin ein Wert von 5,0% angesetzt. Dies wird damit begründet, dass gerade bei diesem Parameter eine große Unsicherheit hinsichtlich der korrekten Ermittlung besteht. Vor dem Hintergrund einer stabilen Entscheidungspraxis soll am bisherigen Wert festgehalten werden. Sofern sich die im Gutachten ermittelte Reduktion als längerfristig stabil herausstellt, ist in zukünftigen Verfahren auch eine derartige Anpassung in Erwägung zu ziehen. Diese Festlegung ist auch in Hinblick auf die erst kürzlich ergangene Entscheidung des OLG Düsseldorf⁴² zu werten, wonach die deutsche Bundesnetzagentur die Eigenkapitalzinsen und insbesondere deren Wagnisse in einer Phase akuter Verwerfungen an den internationalen Kapitalmärkten als zu gering festgelegt hat.

Beta-Faktoren – Bei der Bestimmung des Beta-Faktors erfolgte gemäß Gutachten von Frontier Economics 2016 eine Analyse von geeigneten Vergleichsunternehmen, um ausgehend von einer long-list zu einer short-list zu gelangen. Kriterien hierfür stellten die Datenverfügbarkeit, Umsatzanteile im Netzgeschäft und Liquiditätsmaße beim Aktienhandel dar. Weitere Details zu Datenfrequenz und Vergleichsindices sowie die Vorgangsweise zur Adjustierung der Roh-Betas und die Anpassung der Kapitalstruktur sind dem Gutachten zu entnehmen. Das unverschuldete Beta wurde anhand der Stichprobe „reiner Netzbetreiber“ über einen dreijährigen Zeitraum festgelegt und nimmt den Wert in Höhe von 0,4 ein. Die Ermittlung des verschuldeten Betas erfolgte unter Einbeziehung der österreichischen Normkapitalstruktur sowie des Körperschaftssteuersatzes und der Anwendung der Modigliani-Miller Formel.

⁴² Oberlandesgericht Düsseldorf, 3. Kartellsenat (2018), Aktenzeichen VI-3 Kart 466/16 (V).

Im Zuge der Diskussion um die Ausgestaltung der vierten Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber wurden von der Branchenvertretung Österreichs Energie am 6. Juni 2018 zwei Präsentationen, das sind NERA 2018⁴³ und BBH 2018⁴⁴, zur Bestimmung des Finanzierungskostensatzes eingebracht.

NERA 2018 bestätigt grundsätzlich den Beta-Faktor in Höhe von 0,4. Kritikpunkte umfassen hingegen die Festlegung des risikolosen Zinses, der Marktrisikoprämie (MRP) und der Fremdkapitalaufschläge. Generell müsse die WACC-Ermittlung außergewöhnliche Kapitalmarktverhältnisse berücksichtigen, welche anhand von vier Diagrammen illustriert werden (Folie 4).

Hierzu ist anzumerken, dass der Abfall der nominellen Refinanzierungssätze der Zentralbanken den Eindruck erwecken könnte, dass die gegenwärtige Situation beispiellos wäre. Eine umfassende Betrachtung lässt aber den Schluss zu, dass vermeintlich einzigartige Situationen gar nicht so außergewöhnlich, sondern anhand ökonomischer Theorien erklärbar sind und sich insbesondere auch in einer realen Betrachtung öfter als allgemein angenommen eingestellt haben. Der Rückgang von nominellen Staatsanleiherenditen seit den 1970er-Jahren wird in der wissenschaftlichen Literatur gemein auch auf die Unabhängigkeit von Zentralbanken zurückgeführt, die ein klares Inflationsziel verfolgen. Die Darstellung der Erhöhung der Risikoprämien (für den nunmehr weiters stark verkürzten Ausschnitt von 2000 bis 2016) erfolgt anhand des Zinsdifferenzials zwischen Euribor und Bundesanleihen und spiegelt lediglich den debt spread am Interbankenmarkt wider. Inwiefern dies auf die Situation von Netzbetreibern (als sichere Anlagehäfen) übertragbar ist, erschließt sich nicht unmittelbar. Die steigenden Aktienmarktrenditen sind in der Darstellung wohl auf implizite Marktrisikoprämien, d.h. auf eine Erwartungshaltung und nicht auf realisierte Prämien zurückzuführen. Generell folgt NERA bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie einer vorwärtsgewandten und einer historischen Betrachtungsweise, an der im Prinzip nichts auszusetzen ist. Auch das OLG Düsseldorf beanstandet in der oben angeführten Entscheidung die isolierte Betrachtung historischer Zeiträume ohne diese in den Kontext aktueller Kapitalmarktentwicklungen zu setzen. Vorwärtsgewandte Modelle sind jedoch ebenso kritisch zu sehen, wie dem Gutachten von Frontier Economics 2016 zu entnehmen ist. Auch das OLG Düsseldorf hat die Vorbringen der verfahrensbeteiligten Sachverständigen in seinem Urteil gesondert gewürdigt und festgehalten, dass die in den letzten Jahren zunehmend diskutierten Ex-ante-Modelle gegenüber einer Ex-post-Analyse nicht als prinzipiell überlegen anzusehen sind. Darüber hinaus sind die von NERA auf Folie 6 gezeigten Darstellungen zur Marktrendite des Monatsberichts Februar 2018 der deutschen Bundesbank mitunter kritisch zu sehen. Diese werden dazu verwendet, die rückläufigen Bewertungsniveaus am amerikanischen Aktienmarkt durch Leitzinserhöhungen der FED darzulegen. Implizite Eigenkapitalkosten und Aktienprämien werden von der deutschen Bundesbank jedoch als Vorlaufindikator für etwaige Überhitzungen oder Blasenbildungen auf den Aktienmärkten genutzt und dienen der Einschätzung der Finanzmarktstabilität. Zudem stellen diese Grafiken naturgemäß Momentaufnahmen dar; es handelt sich schließlich um Monatsberichte. Interessant ist der Ansatz von NERA zum historischen TMR-Ansatz. Die Marktrisikoprämie bestimmt sich lt. Präsentation anhand eines linearen Zusammenhangs, welcher eine Konstante in Höhe von

⁴³ NERA (2018a) „WACC für Stromverteilernetze (2019-2023)“. Ergebnispräsentation, 6. Juni 2018.

⁴⁴ BBH (2018) „Zinsgutachten Strom für 4. Regulierungsperiode“. Zusammenfassung Ergebnisse BBH, 6. Juni 2018.

7,81 Prozent und den risikolosen Zinssatz multipliziert mit dem Faktor -1,05 beinhaltet. Bei ausreichend hohen risikolosen Zinssätzen ergäbe sich eine Marktrisikoprämie in Höhe von Null – ein interessanter Befund, der bereits bei risikolosen Zinssätzen von rund 7,5 Prozent erfüllt wird. Dies hätte zur Folge, dass Investoren bei ausreichend hohen nominellen risikolosen Zinssätzen – wie zum Beispiel in den späten 1980er-Jahren – keine Zusatzrenditen für das übernommene Wagnis (der Investition in eine risikoreiche Anlageform) verlangen würden oder sogar bereit wären, für die Übernahme von Risiken (vgl. Renditen in Zeiten der Weimarer Republik) zu zahlen. Dies lässt den Schluss zu, dass die Regressionsgleichung oder die zugrundeliegende Theorie mangelhaft ist. Von Seiten der Behörde wird auch auf Studie von Dimson, Marsh, & Staunton 2018⁴⁵ (DMS 2018) verwiesen. Die Autoren, welche die maßgebliche Publikation zur historischen Ermittlung der Marktrisikoprämie verfasst haben, analysieren in der aktuellen Studie den Zusammenhang zwischen realen risikolosen Zinsen und realen Eigenkapitalrenditen. Der Befund der Autoren widerspricht dem Befund von NERA: basierend auf einer Untersuchung von 21 Ländern und einem Zeitraum von 118 Jahren stellen die Autoren fest, dass bei niedrigen realen risikolosen Zinsen auch die realisierten darauf folgenden Renditen aller risikoreichen Anlageformen geringer sind und nur unerwartete, scharfe Anstiege oder Abfälle der Zinsen zu kurzfristigen Ausschlägen bei den Renditen führen. NERA entgegnet dieser Interpretation der Behörde, dass die Investoren von der realisierten Inflation überrascht worden sind und daher die darauffolgenden realisierten Aktienmarktrenditen bzw. Marktrisikoprämien für die gegenwärtige Kapitalmarktsituation nicht repräsentativ wären.⁴⁶ Gerade diese von NERA verwendete Argumentation zeigt aber auch die Schwächen der von NERA präferierten vorwärts gerichteten Modelle (DMS und Umfragen) auf: Wenn Investoren schon von realisierten Inflationsraten „überrascht“ werden, kann weder von effizienten Märkten, noch von akkuraten Erwartungen gesprochen werden. Offen bleibt, was gegen die Annahme spricht, dass das Dividendenwachstum in der Erwartungshaltung des DGM eklatant überschätzt wird und sich die realisierte Dividendenrendite von der erwarteten überraschenderweise unterscheidet. Auch ist in diesem Zusammenhang zu hinterfragen, wie die akademische Literatur zu werten ist, wonach Analysten die Dividenden des kommenden Jahres bereits überschätzen, ganz zu schweigen vom Schätzfehler über längere Zeiträume in der Zukunft. NERA lässt zudem auch offen, welche Theorie bzw. welcher theoretische Überbau im Sinne eines „Capital Asset Pricing Modells“ den inversen Zusammenhang zwischen risikolosem Zins und Marktrisikoprämie erklärt. Um zeitvariable Risikoprämien zu bestimmen, gäbe es bessere Modelle oder Erklärungsversuche als den risikolosen Zins, der hierbei nicht in der Lage ist eine adäquate Prognose zu treffen. Cochrane (2005) zeigt beispielsweise, dass die Marktrisikoprämie in volatilen Zeiten, nach Marktcrashes und in Rezessionen tendenziell höher und in Zeiten niedriger Volatilität, nach starken Kursanstiegen und in Boomzeiten tendenziell niedriger liegt.⁴⁷ Wenn weder die erwartete Marktrendite noch das erwartete Dividendenwachstum akkurate Preisprognosen für Aktien zulassen, weshalb soll der risikolose Zinssatz in der Lage sein, die Marktrisikoprämie alleinig zu prognostizieren? Der Sinn und Zweck des Quantitativen Easings (QE) besteht darin, durch den Kauf von „risky assets“ durch die EZB, die Risikoaufschläge „auf breiter Front“ zu senken und Investitionen zu stimulieren. Wenn nun die tatsächlichen (nicht die erwarteten)

⁴⁵ Dimson, Marsh, & Staunton (2018) „Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2018 – Summary Edition“.

⁴⁶ NERA (2018b) „WACC für Stromverteilnetze (2019-2023)“. Gutachten für Oesterreichs Energie vom 15. Juni 2018.

⁴⁷ Cochrane (2005) „Financial markets and the real economy“ NBER Working Paper Series 11193.

Risikoprämien an den Aktienmärkten ansteigen, treibt dies doch die Intention der Intervention ad absurdum. Dies bedeutet, dass bei erfolgreichem QE die Marktrisikoprämien und die Markttrenditen sinken. Eine Steigerung der MRP bzw. eine konstante Markttrendite wären somit nicht zu erwarten.

Zudem gibt es auch zahlreiche Gründe, weshalb die von den Gutachtern geforderten Markttrenditen in naher Zukunft nicht erreichbar sein werden; unabhängig davon, ob diese Markttrenditen sich aus einer impliziten Bewertung oder aus einem kurzfristigeren Stützintervall ergeben. Hierzu ist beispielsweise eine kürzliche Publikation von McKinsey Global Institute⁴⁸ zu nennen, die Gründe anführen, weshalb die Markttrenditen der letzten 30 Jahre wohl kaum reproduzierbar wären bzw. weshalb diese den langfristigen Durchschnitt der letzten 100 Jahre deutlich überstiegen haben. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass für die kommenden 20 Jahre reale Markttrenditen in der Höhe von 4% bis 6,5% bei US equities bzw. 4,5% bis 6% bei European equities je nach Wachstumsszenario (von slow-growth scenario bis growth-recovery scenario) eintreten könnten. Die Gründe für die Nicht-Reproduzierbarkeit der Markttrenditen der kürzlichen Vergangenheit lägen daran, dass diese aus der Konfluenz von mehreren ökonomischen und wirtschaftlichen Trends getrieben wurden. Diese umfassen den starken Rückgang der Inflation und Zinsraten von abnormal hohen (nominellen) Niveaus; starkem globalem GDP Wachstum, positiven demographischen Einflussfaktoren, Produktivitätsfortschritten, starkem Wachstum in Schwellenländern, sinkenden Unternehmenssteuersätzen, höherem Automatisierungsgrad und Fortschritten bei der globalen Lieferkette, usw.

Beim risikolosen Zins wird von NERA eine Bandbreite ermittelt, die den festgelegten Wert der Behörde umfasst.

Die Einschätzung von NERA zu den Fremdkapitalzinsen in Höhe von 3,29 Prozent p.a. kann von Seiten der Behörde nicht nachvollzogen werden, weil schon ein erster Quervergleich die Schwächen dieser Analysen offenbart. So ist laut Geschäftsbericht 2017 die KELAG als integrierter Konzern zu durchschnittlich 2,7 Prozent bzw. bereinigt um geförderte Finanzierungen durch die europäische Investitionsbank zu 2,9% fremdverzinst; die OMV – mit ihren internationalen Wagnissen – weist Fremdkapitalzinsen zu durchschnittlich 2,6 Prozent aus. Ein Netzbetreiber ohne Länderrisiko und mit einem gesetzlich eliminierten Mengenrisiko sollte in der Lage sein, günstigere Finanzierungsbedingungen zu erreichen.

Der schlussendlich von NERA präsentierte internationale Vergleich ist in vorliegender Form generell wenig aufschlussreich, da hier unterschiedliche Währungsräume mit unterschiedlichen Inflationsraten (Schweiz, Norwegen, Schweden, Großbritannien und der Euroraum) verglichen werden, weshalb reale Betrachtungen grundsätzlich aufschlussreicher wären. Zusätzlich wäre für eine sachgerechte Analyse auch noch der Zeitpunkt der WACC-Festlegung anzugeben.

Die Kritikpunkte von *BBH* beziehen sich im Wesentlichen darauf, dass bei der Festlegung der Behörde in vorangegangenen Verfahren (dritte Regulierungsperiode Gas, Methodenregulierung der Fernleitungsbetreiber und Festlegung beim

⁴⁸ McKinsey Global Institute (2016). "DIMINISHING RETURNS: WHY INVESTORS MAY NEED TO LOWER THEIR EXPECTATIONS"

Stromübertragungsnetz) keine explizite Würdigung der Verzerrungen durch die Finanzkrise erfolgte. Darüber hinaus würde kein inverser Zusammenhang zwischen risikolosem Zinssatz und MRP abgebildet werden und schlussendlich auch kein Rückgriff auf Empfehlungen zu Unternehmensbewertungen erfolgen. Untermauert wird dies durch die Beschwerde zahlreicher deutscher Netzbetreiber beim OLG Düsseldorf zur Festlegung der Bundesnetzagentur. Ebenso wird im Gutachten konstatiert, dass als Investorenperspektive der Heimatmarkt anstatt des Weltmarkts zugrunde gelegt wird. Der risikolose Zinssatz würde auf Basis von österreichischen Staatsanleihen mit 10-jährigen Restlaufzeiten und einer Mittelwertbildung über einen Zeitraum von ebenfalls 10 Jahren mit 2,24 Prozent p.a. bestimmt werden.

Hierzu ist von Seiten der Behörde anzumerken, dass die österreichischen Bundesanleihen aufgrund des nicht mehr vorherrschenden AAA-Ratings den risikolosen Zinssatz nicht mehr adäquat abbilden. Die Abbildung der Restlaufzeiten von 10 Jahren ist mit dem Umstieg von der SMR bzw. UDRB auf den AAA-Index europäischer Staatsanleihen mit einer RLZ von 10 Jahren bereits erfolgt. Zur Mittelwertbildung sei angemerkt, dass in Deutschland per Verordnung zwar 10 Jahre als Bezugszeitraum vorgesehen sind, dieser im europäischen Vergleich⁴⁹ jedoch auch öfters deutlich unterschritten wird (vgl. Estland, Finnland, Griechenland, Italien, Niederlande, Polen und Portugal). Für die Ableitung der Eigenkapitalkosten bzw. der Marktrisikoprämie verwendet BBH einen hybriden Ansatz mit Verbindung der historischen Perspektive, der impliziten Marktrisikoprämie und einer Plausibilisierung mittels des TMR-Ansatzes. Im Ergebnis sollte die MRP einen Wert von 6,17 Prozent aufweisen (als Durchschnitt einer historischen MRP für Deutschland und einer impliziten MRP für Österreich). Diese Vorgangsweise würde in Kombination mit dem oben genannten risikolosen Zinssatz zu einer angemessenen Marktrendite führen. In diesem Zusammenhang ist auf das o.g. Urteil des OLG Düsseldorf zu verweisen, wonach es sich weder beim Ex-ante-Modell (implizite MRP) noch beim TMR-Ansatz um überlegene, zu empirisch gültigeren Ergebnissen führende Ansätze handelt. Zudem müsste beim TMR-Ansatz nicht der historisch gemittelte risikolose Zins in Abzug gebracht werden, sondern der aktuelle risikolose Zins. Der Gerichtssachverständige Dr. J. hat im Rahmen der mündlichen Verhandlung zudem zum Ausdruck gebracht, dass nur eine Festlegung am oberen Rand der Bandbreite beim historischen Ansatz geboten sei, um dem aktuellen Strukturbruch auf den Finanz- und Kapitalmärkten ausreichend Rechnung zu tragen. Frontier Economics 2016 hat bezüglich der historischen MRP eine Bandbreite von 3,2 bis 4,4 Prozent errechnet und eine Festlegung am oberen Rand empfohlen. Die von der Behörde getroffene Festlegung in Höhe von 5 Prozent liegt deutlich über dem Wert der oberen Bandbreite und ist im Kontext der Methodendiskussion zur MRP zu sehen.

Zur Ableitung des Beta-Faktors verwendet BBH einen einjährigen Zeitraum zur Durchschnittsbildung und errechnet einen Wert in Höhe von 0,42.

Im Ergebnis errechnet BHH somit einen Eigenkapitalzinssatz vor Steuern in Höhe von 10,33 Prozent, welcher sogar noch höher als jener der dritten Regulierungsperiode ist. Die von BBH kalkulierte Marktrendite (TMR) beträgt 7,75 Prozent. In Bezug auf den oben angeführten

⁴⁹ CEER (2017) "CEER Report on Investment Conditions in European Countries".

Heimatmarkt ist anzumerken, dass die historische reale Aktienmarktrendite für Österreich im Zeitraum von 1900-2017 bei rund einem Prozent und die europäische Aktienmarktrendite bei unter 4,5 Prozent lag (vgl. DMS 2018). Angemessen wäre aus Sicht der Behörde eine Verprobung des TMR-Ansatzes vor dem Hintergrund aktuell niedriger nomineller risikoloser Zinsen und ebenso niedriger Inflationsraten vorzunehmen. Dies wurde durch BBH nicht durchgeführt.

Der Risikoaufschlag für das Fremdkapital wird von BBH anhand des credit spreads von risikobehafteten Anlagen mit einem Rating von A-, einer 10-jährigen Restlaufzeit und einer 10-jährigen Mittelwertbildung errechnet. Frontier Economics 2016 setzt hierbei ein Rating von A voraus und bildet den Mittelwert lediglich über einen Zeitraum von fünf Jahren. Im Ergebnis betragen der Risikoaufschlag für das Fremdkapital 0,98 Prozent und die Fremdkapitalzinsen unter Berücksichtigung des risikolosen Zinses in Summe 3,42 Prozent p.a. In diesen Zusammenhang wird auf die Ausführungen oben, zur Fremdkapitalkostenermittlung von NERA, verwiesen.

Die Behörde ist demnach der Auffassung, dass mit der Beibehaltung der Marktrisikoprämie in Höhe von 5 Prozent keine unreflektierte, mechanistische Festlegung nach Schema „F“ (vgl. das o.g. Urteil des OLG Düsseldorf) beim Eigenkapitalzinssatz getroffen wurde und auch beim Fremdkapitalzins eine Verprobung mit dem aktuellen Fremdkapitalaufwand österreichischer Energieversorgungsunternehmen erfolgte. Daher hält die Behörde an ihrer Entscheidung zur Festlegung des WACC vor Steuern in Höhe von 4,88 Prozent für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber fest.

Der abgeleitete durchschnittlich gewogene Finanzierungskostensatz (WACC vor Steuern) in Höhe von 4,88 Prozent bildet die Basis für die effizienzabhängige Rendite eines durchschnittlich effizienten Unternehmens (vgl. hierzu Kapitel 4.3.1 und 6.6). Abschließend ist anzumerken, dass eine wie von den Branchenvertretungen und einzelnen Netzbetreibern geforderte Erhöhung des Finanzierungskostensatzes auszuschließen ist. Der festgesetzte Wert ergibt sich - wie bereits eingangs erwähnt - aus der Erwägung, dass durch eine einheitliche Festlegung für den Strom- und Gassektor Fehlanreize vermieden werden können. Da die erste Entscheidung mit dem 1. Jänner 2017 umzusetzen war, endete der Betrachtungszeitraum im Gutachten der Behörde mit Ende 2015. Um einen Bruch der Kontinuität der Regulierungsentwicklung zu vermeiden, müsste im Sinne einer vorhersehbaren Vorgangsweise der Regulierungsbehörde auch in kommenden Regulierungsperioden die Vergangenheitsorientierung bei der Festsetzung (insbesondere der Durchschnittsbildung des risikolosen Zinses) beibehalten werden. Eine Abkehr hiervon durch eine etwaige Einbeziehung von Erwartungswerten anstatt der etablierten Durchschnittsbildung über die rezentesten fünf Jahre, würde einer langfristigen ausgewogenen Bestimmung angemessener Finanzierungskosten gem. § 60 EIWOG 2010 zuwiderlaufen.

10. Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)

Die verzinsliche Kapitalbasis setzt sich gemäß § 60 Abs. 4 EIWOG 2010 aus der Summe der immateriellen Vermögensgegenstände und dem Sachanlagevermögen abzüglich passivierter Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte (Baukostenzuschüsse, BKZ) und etwaigen Firmenwerten auf der Basis von bilanziellen Werten zusammen.

Ermittlung verzinsliches Kapital
Summe immaterielle Vermögensgegenstände
Summe Sachanlagevermögen
Summe gepachtete Anlagen
abzüglich Baukostenzuschüsse unverzinslich
abzüglich Umgründungsmehrwert/Firmenwert
sonstige Korrektur
Verzinsliches Kapital

Abbildung 12: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis

Diese Vorgangsweise zur Ermittlung des verzinslichen Kapitals hat sich bereits in der dritten Regulierungsperiode bewährt und wird auch für die vierte Regulierungsperiode beibehalten. Anlagen in Bau werden im Rahmen der verzinslichen Kapitalbasis (Sachanlagevermögen) berücksichtigt. Der Vollständigkeit sei darauf verwiesen, dass unter „sonstige Korrekturen“ auch weiterhin eine Anpassung um geförderte Darlehen erfolgt, die mit dem tatsächlich geförderten Kapitalkostensatz verzinst werden (vgl. § 60 Abs. 1 EIWOG 2010). Weitere „sonstige Korrekturen“ betreffen Anpassungen des Anlagevermögens zum Beispiel in Zusammenhang mit Unbundling-Zuordnungen.

11. Erweiterungsfaktoren

Da im Rahmen der Anreizregulierung eine Entkoppelung zwischen den tatsächlichen und den regulierten bzw. laut Regulierungspfad fortgeschriebenen Kosten erfolgt, können unter Umständen Abweichungen zwischen diesen beiden Kostenansätzen auftreten. Eine Neubestimmung des Kostenniveaus erfolgt prinzipiell erst zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode. Sollte sich die Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode ändern, ist es daher sinnvoll, signifikante Änderungen im Rahmen von Erweiterungsfaktoren – sofern möglich – zu berücksichtigen, um Unterdeckungen auf Unternehmensseite zu vermeiden und dadurch entsprechende Anreize für Investitionen bereitzustellen. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Erweiterungsfaktoren grundsätzlich nicht den Anspruch haben, jedwede Kostensteigerung während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen – das System der Anreizregulierung besteht ja gerade darin, die zugestandenen Erlöse vorübergehend von den aktuellen Entwicklungen zu entkoppeln.

In der zweiten und dritten Regulierungsperiode wurden sowohl ein Betriebskostenfaktor als auch ein Investitionsfaktor in das Regulierungssystem eingeführt, die eine geänderte Versorgungsaufgabe (konkrete Versorgungssituation) – im Vergleich zum Ausgangsjahr – auch während einer Regulierungsperiode weitgehend abbildeten.

Da im Zuge der 4. Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber analog zum Gasverteilernetzbereich das System der effizienzabhängigen Rendite zur Anwendung gelangt, wird der bisherige Investitionsfaktor durch einen jährlichen Kapitalkostenabgleich ersetzt (siehe Kapitel 4.3.2). Durch die jährliche Neubestimmung der Kapitalkosten ist ein „Investitionsfaktor“ als additives Element in der Regulierungsformel nicht mehr notwendig.

Der Betriebskostenfaktor wird in aktualisierter Form weitergeführt (siehe Kapitel 11.1).

11.1. Betriebskostenfaktor

Der für die vierte Regulierungsperiode neu spezifizierte Betriebskostenfaktor (*BK.Faktor*) kommt erstmals im Rahmen der Entgeltermittlung für das Jahr 2019 (erstes Jahr der vierten Regulierungsperiode) zur Anwendung und bildet die Veränderung der Versorgungsaufgabe – im Bereich der Betriebskosten – vom Jahr 2017 im Vergleich zu 2016 (Kostenprüfungsjahr) weitgehend ab.

Der Betriebskostenfaktor der zweiten und dritten Regulierungsperiode wurde auf Basis von empirischen Untersuchungen abgeleitet. Seinerzeit wurden geprüfte Kosten des Geschäftsjahres 2008 bzw. 2013 herangezogen und signifikante Kostentreiber identifiziert. Die errechneten Betriebskostenansätze für Leitungskilometer der Niederspannung wurden unter Berücksichtigung entsprechender Gewichtungsfaktoren (welche auch für den Betriebskostenfaktor der vierten Regulierungsperiode beibehalten werden) auch für Mittel- und Hochspannungslängen bestimmt.⁵⁰

⁵⁰ Es ist festzuhalten, dass der gewählte Analyseansatz lediglich die Bestimmung von Durchschnittkostenniveaus zulässt – zur Bestimmung eines Kostenwachses innerhalb einer bestimmten Periode wäre einer Paneldatenschätzung grundsätzlich der

Zur Ermittlung angemessener Preisansätze werden grundsätzlich die gesamten operativen Kosten der Netzebenen 3 bis 7 herangezogen. Bei einigen Unternehmen wurden jedoch Bereinigungen durchgeführt, da operative Mehrkosten, die auf die Erfüllung einer Übertragungsfunktionalität der Netzebene 3, auf die Einführung von Smart Metering oder auf Nachdotierungen zurückzuführen sind, keinen Eingang in die Ableitung der Preisansätze finden dürfen.

Der verbleibende OPEX-Block wird durch die gewichteten realen Leitungslängen (in Kilometer) auf Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene sowie die Summe der gesamten Zählpunkte (Entnehmer inklusive unterbrechbare Zählpunkte + Zählpunkte Einspeiser + 2*Zählpunkte, die in beide Richtungen messen) im Rahmen eines linearen Regressionsmodells erklärt.

Formal sieht die Schätzgleichung folgendermaßen aus:

OPEX abzgl. Bereinigungen =

$$\beta_0 + \beta_1 * \text{gewichtete_reale_Leitungslänge} + \beta_2 * \text{Zählpunkte_gesamt} + \varepsilon$$

In dieser Gleichung stellen β_j die mittels Ordinary Least Squares zu schätzenden Koeffizienten und ε den Fehlerterm dar.

Das Ergebnis der Schätzung obiger Gleichung ist in Abbildung 13 dargestellt⁵¹.

```

-----
                        Abhängige Variable:
-----
                        OPEX abz. Bereinigungen * 1000
-----
Gew. reale Leitungsl.    1.689,160***
                        (149,994)

Zählpunkte gesamt        55,373***
                        (6,019)

Constant                  2.135.219,000*
                        (1.236.961,000)

-----
Beobachtungen            38
R2                        0,968
Adjusted R2              0,967
Residual Std. Fehler     6.592.204,000 (df = 35)
F Statistik               537,297*** (df = 2; 35)
-----
Hinweis:                  *p<0,1; **p<0,05; ***p<0,01

```

Abbildung 13: Schätzergebnis Preisansätze für den Betriebskostenfaktor

Vorzug zu geben. Eine Weiterentwicklung dieser empirischen Methodik anhand jener Datengrundlage, die für die Xgen-Ermittlung erhoben wurde, erfolgt bislang nicht.

⁵¹ Der folgende Regressionsoutput wurde mit dem Paket *stargazer: Well-Formatted Regression and Summary Statistics Tables* in R erstellt (Hlavac, 2018); Details: <https://CRAN.R-project.org/package=stargazer>

Beilage 2

Auf Basis der durchgeführten Berechnungen ergeben sich somit folgende Preisansätze für zusätzliche OPEX, welche im Rahmen des Betriebskostenfaktors berücksichtigt werden:

- 55,37 EUR je Zählpunkt (unabhängig von der Netzebene, Einspeisung, Entnahme, beide Richtungen sowie konventionellen und smarten Zählleinrichtungen),
- 1.689,16 EUR je km realer Systemlänge Niederspannung,
- 1.891,86 EUR ($1.689,16 * 1,12$) je km realer Systemlänge Mittelspannung,
- 4.932,35 EUR ($1.689,16 * 2,92$) je km realer Systemlänge Hoch-/Höchstspannung.

In Bezug auf die Zählpunktentwicklung kommt derselbe Preisansatz für herkömmliche und intelligente Zählgeräte zum Ansatz. Hinsichtlich der Bewertung der Entwicklung der gesamten Zählpunkte (Summe über alle Zählpunkte des Unternehmens) wird stets auf das Basisjahr abgestellt. Formal stellt sich die Berechnung des Betriebskostenfaktors (hier exemplarisch für das Jahr 2019) wie folgt dar:

$$\begin{aligned} \text{Betriebskostenfaktor}_{2019} = & \\ & (\text{Zählpunkte}_{2017} - \text{Zählpunkte}_{2016}) * 55,37 + \\ & (\text{Systemlänge_NSP}_{2017} - \text{Systemlänge_NSP}_{2016}) * 1.689,16 + \\ & (\text{Systemlänge_MSP}_{2017} - \text{Systemlänge_MSP}_{2016}) * 1.891,86 + \\ & (\text{Systemlänge_HHSP}_{2017} - \text{Systemlänge_HHSP}_{2016}) * 4.932,35 \end{aligned}$$

wobei

Zählpunkte =

$$\sum_{\text{Netzebene}=3}^7 \text{Entnehmer inkl. unterbrechbare} + \text{Einspeiser} + 2x\text{Zählpunkte in beide Richtungen}$$

sowie

$$\text{Systemlänge_HHSP} = \text{Systemlänge_Hochspannung} + \text{Systemlänge_Höchstspannung}$$

Da der Betriebskostenfaktor die Entwicklung der Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode im Bereich der OPEX abdecken soll, kann dieser naturgemäß auch negative Werte (im Falle von Leitungsrückbauten bzw. Verlust von Zählpunkten) annehmen. Auf Basis der Stellungnahme eines Unternehmens erkennt die Behörde jedoch an, dass der Rückgang unterbrechbarer Zählpunkte keinen Rückbau der Netzinfrastruktur auslöst und somit keine Kostenreduktion erwarten lässt. Daher wird ein allfälliger Rückgang unterbrechbarer Zählpunkte im Betriebskostenfaktor nicht berücksichtigt.

Zur Ermittlung des Betriebskostenfaktors wird stets ein Vergleich zum Ausgangsjahr 2016 angestellt.

Betriebskostenfaktor Smart Metering

Das Smart-Metering OPEX Cost+ Modell der dritten Regulierungsperiode hat sich für die Behörde als wenig dienlich erwiesen. Der Grund hierfür liegt im Umstand, dass sich operative Mehrkosten schwer von bestehenden Kosten in der Ausgangskostenbasis abgrenzen lassen, was zu intensiven jährlichen Diskussionen zwischen Behörde und Unternehmen führte. Der

Prüfungsaufwand auf Behördenseite ist enorm. Auch bei den Unternehmen gab es große Interpretationsunterschiede, welche Kosten als zusätzliche Kosten für den Smart Meter Ausbau zu sehen sind und welche nicht. Die Cost+ Methodik trägt grundsätzlich wenig zur generellen Wirkung einer Anreizregulierung bei, Kosteneffizienzpotentiale beim Smart Meter Roll-out auszuschöpfen.

Zur Sicherstellung einer adäquaten und ausgewogenen Berücksichtigung von operativen Mehrkosten, welche in Zusammenhang mit der Ausrollung von Smart Metern anfallen, wird den Unternehmen für den Zeitraum der vierten Regulierungsperiode pro bestehendem Smart-Metering-Zählpunkt, als Ersatz für das bislang angewandte Cost+ Element, ein entsprechender pauschaler Betriebskostenfaktor gewährt. Da die Kosten für Smart Meter von den Unternehmen in unterschiedlichem Maße aktiviert werden, differenziert der Betriebskostenfaktor zwischen verschiedenen Ausrollungsstrategien (siehe unten). Die Höhe dieses Faktors wird vom Ausrollungsgrad determiniert, wobei eine progressive sowie eine degressive Komponente zur Anwendung kommt. Der Ausrollungsgrad entspricht dem Quotienten aus der Zahl der bestehenden sowie der gesamten Smart-Meter-Zählpunkte im Endausbau und wird jeweils zum Ende des Geschäftsjahres bestimmt.

Die Basis für die Berechnung des Betriebskostenfaktors für Smart Metering stellten von den Unternehmen bereitgestellte Daten dar, welche seitens der Behörde im Rahmen einer Detailabfrage verifiziert wurden. Ausgehend vom Median der geschätzten OPEX pro Smart-Metering-Zählpunkt im Endausbau wurden erhöhte Kosten während der Ausbaustufe über einen Multiplikator explizit berücksichtigt. Daraus ergibt sich ein Wert von 16,39 EUR. Um Effizienzen und Einsparungspotentiale, welche sich durch den Einbau intelligenter Messgeräte unmittelbar ergeben, für die Netzkunden zu lukrieren, sinkt dieser Wert bei zunehmendem Ausrollungsgrad.

Die Berechnungen ergaben zudem, dass die erwarteten OPEX-Mehrkosten die erwarteten Einsparungen geringfügig übersteigen. Die Differenz in Höhe von 1,46 EUR wird den Unternehmen progressiv angerechnet.

Formal gilt:

$$\text{Betriebskostenfaktor Smart Metering} = 16,39 * (1 - \text{Ausrollungsgrad in \%}) + 1,46 * (\text{Ausrollungsgrad in \%})$$

Die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs erfolgt analog zum allgemeinen Betriebskostenfaktor über eine Aufrollung.

Um den Netzbetreibern zusätzliche Kosten bei OPEX-lastigen Ausrollungsstrategien anzurechnen, wird bei Auslagerung der Datenübertragung ein Betrag von 4,75 EUR und bei einer vollständigen Auslagerung des Smart Metering ein Betrag von 24,89 EUR pro Smart-Metering-Zählpunkt zugeschlagen, da sich diese Kosten nicht über den Kapitalkostenabgleich in der Kostenbasis des Unternehmens wiederfinden. Die Unternehmen sind dazu verpflichtet, sich zu Beginn der vierten Regulierungsperiode entsprechend zu klassifizieren und die Behörde wird die Einordnung der Ausrollungsstrategie überprüfen. Ein unterperiodiger Wechsel in eine andere (höhere) Kategorie ist nicht vorgesehen.

Die Angemessenheit der regressiven und progressiven Komponente dieses Betriebskostenfaktors wird von der Behörde während der Regulierungsperiode unter

Berücksichtigung zusätzlicher Daten laufend evaluiert. Die Behörde behält sich daher, wie mit den Verfahrensparteien vereinbart vor, sachgerechte Änderungen der Werte auch während der Regulierungsperiode vorzunehmen (vgl. hierzu auch das Protokoll zum 4. Expertengespräch).

11.2. Zielvorgaben für Kostenerhöhungen durch Erweiterungen

Kostenerhöhungen (Kapital- als auch Betriebskostenerhöhungen) aufgrund von Investitionstätigkeit werden während der vierten Regulierungsperiode durch den Kapitalkostenabgleich und die additive Berücksichtigung des Betriebskostenfaktors in der Entgeltermittlung ohne die Anwendung von Zielvorgaben und der netzspezifischen Teuerungsrate abgegolten.⁵² Die Berücksichtigung dieser Elemente stellt sicher, dass Kostenänderungen aufgrund von Investitionstätigkeit während der vierten Regulierungsperiode als vorübergehend durchschnittlich effizient betrachtet werden und bis zur Durchführung eines neuerlichen Benchmarkings (vor Beginn der fünften Regulierungsperiode) keinen Abschlägen unterliegen. Es wird darauf hingewiesen, dass (Neu-)Investitionen sehr wohl im Rahmen von zukünftigen Effizienzanalysen berücksichtigt und in Hinkunft einer entsprechenden Beabschlagung bzw. einer effizienzabhängigen Rendite unterworfen werden. Dies bedeutet, dass es bei einer neuerlichen Durchführung eines Benchmarkings zu einer entsprechenden Verschiebung der Grenze zwischen „Alt- und Neuanlagen“ kommt und damit relative Kostenänderungen (OPEX und CAPEX) das Effizienzergebnis beeinflussen. Diese Vorgangsweise stellt sicher, dass entsprechende Anreize zur Durchführung von effizienten Investitionen gesetzt werden.

11.3. Behandlung des systemimmanenten Zeitverzuges

Der Grundsatz des Abstellens auf letztverfügbare Werte (bilanzielle sowie pagatorische als auch technische Werte) führt generell zu Abweichungen, wenn die tatsächlichen Werte im Jahr der Entgeltwirksamkeit von den „regulatorischen Ansätzen“ (letztverfügbare Werte) des entsprechenden Jahres abweichen (t-2 Verzug). So werden beispielsweise der Betriebskostenfaktor als auch der Kapitalkostenabgleich des Jahres 2019 mit historischen Werten des Geschäftsjahres 2017 berechnet und es ist davon auszugehen, dass die tatsächlichen Werte von den zugrunde gelegten abweichen. Neben dem Kapitalkostenabgleich und dem Betriebskostenfaktor sind hiervon auch die in § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 genannten nicht-beeinflussbaren Kosten betroffen.⁵³ Generell kann der systemimmanente Zeitverzug aus Unternehmenssicht ein gewisses Investitionshemmnis darstellen, da Kostensteigerungen erst zeitversetzt (mit einem Verzug von 2 Jahren) im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs sowie des Betriebskostenfaktors und damit der Entgelte abgedeckt werden. Dies führt dazu, dass Unternehmen eine Art Vorfinanzierung leisten und

⁵² Unter Zielvorgaben sind gemäß § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 der generelle Produktivitätsfaktor sowie individuelle Effizienzvorgaben zu verstehen.

⁵³ Es sei explizit darauf hingewiesen, dass im Regulierungspfad abgebildeten und somit während der Regulierungsperiode beeinflussbaren Kosten nicht von der beschriebenen Aufrollungssystematik umfasst sind.

damit nicht nur einem gewissen Zins- sondern auch Liquiditätsrisiko ausgesetzt sind. Umgekehrt führen nicht (sofort) durchgereichte Kosteneinsparungen aus Kundensicht – zumindest vorübergehend – zu erhöhten Entgelten.

Um eine systematische Unterdeckung im Falle kontinuierlicher Erweiterungsinvestitionen den Unternehmen bzw. eine systematische Überdeckung im Falle eines kontinuierlichen Rückbaus den Netzkunden in den Folgeperioden gutzuschreiben, sind aus Sicht der Behörde die angesetzten regulatorischen Werte mit den tatsächlichen Istwerten abzugleichen (siehe folgende Ausführungen). Die Behebung des systemimmanenten Zeitverzugs wurde bereits in der dritten Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber eingeführt und wird grundsätzlich beibehalten. Die Aufrollung für die Entgelte 2019 und 2020 wird noch mit den Investitions- und Betriebskostenfaktoren in bisheriger Spezifikation (3te Regulierungsperiode) vorgenommen.

$$\begin{aligned}
 \text{Aufrollung}_{2019} &= BK\text{Faktor}_{2019}^{\text{bish. Spezifikation}} - BK\text{Faktor}_{2017}^{\text{bish. Spezifikation}} \\
 &+ Invest\text{Faktor}_{2019}^{\text{bish. Spezifikation}} - Invest\text{Faktor}_{2017}^{\text{bish. Spezifikation}} \\
 &+ nbK_{2017} - nbK_{2015}
 \end{aligned}$$

Ab 2021 erfolgt stattdessen zwar ein systematisch identer Abgleich zwischen Plan- und Istwerten; jedoch mit dem neu spezifizierten Betriebskostenfaktor. Durch den Ersatz des Investitionsfaktors durch den Kapitalkostenabgleich erfolgt die Aufrollung ab 2021 durch eben diesen Kapitalkostenabgleich. Diese Aufrollung wird unter Anwendung des Mark-up vorgenommen, um den Unternehmen diesen Aufschlag für die volle Regulierungsperiode zu gewähren.

Für die Aufrollungen ab 2021:

$$\begin{aligned}
 \text{Aufrollung}_t &= BK\text{Faktor}_t^{\text{neue Spezifikation}} - BK\text{Faktor}_{t-2}^{\text{neue Spezifikation}} \\
 &+ \text{Kapitalkostenabgl.}_t^{\text{inkl. Mark-up}} - \text{Kapitalkostenabgl.}_{t-2}^{\text{inkl. Mark-up}} \\
 &+ nbK_{t-2} - nbK_{t-4}
 \end{aligned}$$

12. Regulierungskonto

Die Entgeltermittlung erfolgt auf Basis des letztverfügbaren Mengengerüsts der Unternehmen (vgl. § 61 EIWOG 2010). Die Erlöse des Unternehmens ergeben sich aufgrund der im tarifrelevanten Jahr tatsächlich auftretenden Mengen, multipliziert mit den verordneten Entgelten. Durch diese Vorgangsweise kommt es zu einer Abweichung zwischen den der Verordnung zugrundeliegenden Planerlösen (basierend auf dem angesprochenen Vergangenheitsbezug) und den tatsächlich erzielten Erlösen. Die Abweichung kann naturgemäß sowohl positiv als auch negativ sein und somit Über- als auch Unterdeckungen für die Unternehmen bedingen.

§ 50 Abs. 1 EIWOG 2010 sieht diesbezüglich bei der Festsetzung der Kosten vor, die Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Strom-Systemnutzungsentgelte-Verordnung zu Grunde liegenden Erlösen bei der Feststellung der Kostenbasis für die nächsten zu erlassenden Strom-Systemnutzungsentgelte-Verordnungen zu berücksichtigen.

Bereits im Zuge der Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber wurde ein Regulierungskonto eingeführt, welches diese Differenzbeträge behandelt. Dieses wird unverändert weitergeführt.

13. Weiterentwicklung des Netzbetriebs

Zur Weiterentwicklung des Netzbetriebs und der Erfüllung der Vorgaben der österreichischen Bundesregierung aus der Klima- und Energiestrategie wurde eine Reihe von Möglichkeiten mit der Branchenvertretung Österreichs Energie, einzelnen Netzbetreibern und den Legalparteien WKO und BAK diskutiert. Von Seiten der Branche wurde mehrmals kommuniziert, dass die zukünftigen Herausforderungen dann zu bewältigen sind, wenn klare Rahmenbedingungen vorherrschen. Diese klaren Rahmenbedingungen werden mit der entsprechenden Regulierungssystematik der vierten Regulierungsperiode gesetzt. Die Meinung der Legalparteien BAK und WKO gingen tendenziell in jene Richtung, dass mit der Höhe des festgelegten WACC ausreichende Anreize bestehen, welche zusätzlich noch durch die Gewährung eines Mark-up verstärkt werden. Mark-ups auf Mark-ups für einzelne Anlagegüter würden sich als nicht zielführend erweisen, weil ex ante eine Technologieentscheidung von Seiten der Regulierungsbehörde vorzugeben wäre. Dieser Vorschlag ist daher abzulehnen.

Des Weiteren wurde von der Branchenvertretung Österreichs Energie sowie einzelnen Netzbetreibern ein Vorschlag unterbreitet, bei der Kostenfestsetzung lukrierte Förderungen für Forschungsprojekte als Erlösbestandteil künftig nicht mehr kostenmindernd in Abzug zu bringen. Diesem Vorschlag wird gefolgt, um Netzbetreibern auch ausreichende Anreize zu bieten, sich um diese Förderungen vor dem Hintergrund des damit verbundenen Aufwands (Projektmanagement, Antragswesen, etc..) zu bemühen. Daher werden lukrierte Förderungen für Forschungsprojekte bei Netzbetreibern nicht mehr kostenmindernd in Abzug gebracht.

14. Regulierungsformel

In diesem Abschnitt werden abschließend die in diesem Papier dargestellten Inhalte nochmals formal dargestellt.⁵⁴ Die Kostenfeststellung (als Basis für die Entgeltermittlung) erfolgt exemplarisch für das Jahr 2019. Die den Entgelten zugrundeliegenden Kosten sind gemäß § 59 Abs. 1 und 7 EIWOG 2010 differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Um jedoch eine übersichtliche Darstellung zu gewährleisten, wird lediglich eine Gesamtunternehmensbetrachtung angestellt. Die Anpassungen bezogen auf Netzebenen sowie für die Folgejahre ergeben sich analog.

⁵⁴ E-Control behält sich vor, etwaige Unschärfen bzw. Fehler in den im Dokument dargestellten Formeln entsprechend den dargestellten Grundsätzen anzupassen.

Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2019:

$$K_{2019}^{Basisentgelte} = OPEX_{2018}^{Pfad} \times (1 + \Delta NPI_{2019}) \times (1 - ZV_{4.Periode}) + Kapitalkostenabgleich_{2019} \pm BK.Faktor_{2019} + nbK_{2017} \pm Regulierungskonto_{2019} \pm Aufrollung_{2019} - BKZ_{2017} - ME_{2017} - sonst.Entgelte_{2017}$$

Dabei gilt exemplarisch für Bilanzstichtag 31. Dezember:

$$OPEX_{2018}^{Pfad} = (OPEX_{2016} - nbK_{2016}) \times \prod_{t=2017}^{2018} [(1 + \Delta NPI_t) \times (1 - Xgen_{4.Periode})]$$

Exemplarisch für Bilanzstichtag 31. März:

$$OPEX_{2018}^{Pfad} = (OPEX_{2016} - nbK_{2016}) \times (1 + \Delta NPI_{2016})^{0,75} \times (1 + \Delta NPI_{2017}) \times (1 + \Delta NPI_{2018}) \times (1 - Xgen_{4.Periode})^{2,75}$$

Analog für alternative Bilanzstichtage.

$$Kapitalkostenabgleich_{2019} = Afa_{2017} + RAB_{Vermögen\ bis\ 2016}^{2017} \times WACC_{eff} + RAB_{Vermögen\ ab\ 2017}^{2017} \times 4,88\%$$

$$\Delta NPI_{2019} = 43\% \times \Delta VPI_{2019} + 57\% \times \Delta TLI_{2019}$$

wobei

$$\Delta VPI_{2019} = \frac{VPI_{01.2017} + \dots + VPI_{12.2017}}{VPI_{01.2016} + \dots + VPI_{12.2016}} - 1$$

Beilage 2

$$\Delta TLI_{2019} = \frac{TLI_{01.2017} + \dots + TLI_{12.2017}}{TLI_{01.2016} + \dots + TLI_{12.2016}} - 1$$

$$ZV = 1 - \sqrt[7,5]{\frac{K_{2023}}{K_{2018}}} = 1 - \sqrt[7,5]{\frac{K_{2018} \times (1 - Xgen)^{7,5} \times ES_{2018}}{K_{2018}}} = 1 - (1 - Xgen) \times \sqrt[7,5]{ES_{2018}}$$

wobei

$$K_{2023} = K_{2018} \times (1 - ZV)^{7,5}$$

*BK.Faktor*₂₀₁₉ = Betriebskostenfaktor für 2019

wobei

*BK.Faktor*₂₀₁₉

$$= (\text{Zählpunkte}_{2017} - \text{Zählpunkte}_{2016}) \times 55,37 + (\text{Gew.Systemlänge}_{2017} - \text{Gew.Systemlänge}_{2016}) \times 1.689,16$$

wobei ein Rückgang bei unterbrechbaren Zählpunkten nicht berücksichtigt wird

*nbK*₂₀₁₇ = nicht beeinflussbare Kosten des Geschäftsjahres 2017

*Regulierungskonto*₂₀₁₉ = Abweichungen, welche im Rahmen des Regulierungskontos berücksichtigt werden

Beilage 2

Aufrollung₂₀₁₉ = Aufrollung zur Beseitigung des systemimmanenten Zeitverzugs

BKZ₂₀₁₇ = Auflösung von Baukostenzuschüssen des Geschäftsjahres 2017

ME₂₀₁₇ = Messerlöse des Geschäftsjahres 2017

sonst. Entgelte₂₀₁₇ = Erlöse aus sonstigen Entgelten gemäß §11 SNE.VO idgF

Die Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung 2020 erfolgt analog.

15. Ausblick: Übergang zur folgenden Regulierungsperiode

Obwohl aus heutiger Sicht noch nicht abgeschätzt werden kann, welches Regulierungsmodell für eine folgende Regulierungsperiode zur Anwendung kommen wird, erscheint es sinnvoll, bereits Überlegungen hinsichtlich eines Periodenüberganges anzustellen. Wie bereits in der Regulierungssystematik der dritten Periode dargestellt, wird anstelle der Verteilung der Ineffizienzen über zwei Regulierungsperioden ein kontinuierliches Benchmarking bevorzugt. Mit der Weiterentwicklung der Regulierungssystematik der vierten Periode erfolgt eine Verkürzung der Abbaudauer der Ineffizienzen von bisher 10 Jahren (in der dritten Periode) auf nunmehr eineinhalb Regulierungsperioden (7,5 Jahre). Während der Regulierungsperiode können die Unternehmen zur Gänze von ihren überschießenden (d.h. über den Regulierungspfad hinausgehenden) Effizienzanstrengungen profitieren. Dies steht im Einklang mit dem Ziel des Regulierungssystems, die produktive Effizienz der Verteilernetzbetreiber zu steigern und entspricht damit auch dem Interesse der Netzkunden. Die Verkürzung der Abbaudauer ist im Zusammenhang mit der Verteilung der Effizienzwerte und dem Umstand zu sehen, dass die österreichische Stromnetzwirtschaft bereits drei Regulierungsperioden durchlaufen hat. Auch wird mit diesem System zumindest teilweise der modellendogenen Problematik begegnet, dass aus Sicht der Stromnetzbetreiber eine hohe Kostenbasis gegenüber einem hohen Effizienzwert Vorzüge bringt. Eine weitere Anpassung der Aufholdauer auf maximal eine Regulierungsperiode ist angedacht, um adäquate Effizienzreize zu setzen. Darüber hinaus ist aus Sicht der Behörde eine Annäherung in Richtung eines Yardstick-Systems jedenfalls angebracht und sollte auch in Zukunft dezidiert in Betracht gezogen werden. In Hinblick auf die Entwicklung geeigneter Outputparameter, die nicht nur zukünftige Entwicklungen adäquat abbilden, sondern auch geeignete Anreize zur Erhöhung der Auslastung setzen und Anreize zum effizienten Netzausbau und -betrieb gewähren, wurde von Österreichs Energie in Aussicht gestellt, einen zeitnahen, aktiven Beitrag für die nächste Regulierungsperiode zu leisten.

Im Detail werden die Parameter der nächsten Regulierungsperiode einschließlich des Übergangs auf die folgende Periode noch zu diskutieren und festzulegen sein.

16. Literaturverzeichnis

BBH (2018a) „Zinsgutachten Strom für 4. Regulierungsperiode“. Zusammenfassung Ergebnisse BBH, 6. Juni 2018.

BBH (2018b) „Gutachten zur Ermittlung des Finanzierungskostensatzes nach § 60 ElWOG für die Stromverteilernetzbetreiber in der vierten Regulierungsperiode mit Stichtag 31.12.2017“ Im Auftrag von Oesterreichs Energie, 29.05.2018.

BNetzA (2015) „Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung“, 21. Jänner 2015

CEER (2017) „CEER Report on Investment Conditions in European Countries“.

Cochrane (2005) “Financial markets and the real economy” NBER Working Paper Series 11193.

Dimson, Marsh, & Staunton (2018) „Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2018 – Summary Edition“.

Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 108/2017.

Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 174/2013.

Frontier Economics (2016), „Bestimmung der Finanzierungskosten für Energienetzbetreiber“, Gutachten für die E-Control, 1-61.

Frontier Economics (2018a), „Generelle Produktivitätsvorgabe“, Studie im Auftrag der BAK. 06.06.2018.

Frontier Economics (2018b), „Gutachten zur Anreizregulierung von Strom-VNB in Österreich“, Studie im Auftrag der BAK. 08.2018.

Gugler, K., Klien, M., Schmitt S., (2012), „Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten zu Benchmarkingmethoden für die österreichischen Energienetze“, Gutachten für die E-Control Austria.

Gugler K., Liebensteiner M. (2017), „Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischen Stromverteilnetz“, Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie, 05.07.2017.

Gugler, K., Liebensteiner, M. (2018a), „Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischen Stromverteilnetz“, Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie, 21.03.2018.

Gugler, K., Liebensteiner, M. (2018b), „Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums im österreichischen Stromverteilnetz“, Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie, 06.06.2018.

Beilage 2

Gugler, K., Liebensteiner, M. (2018c) „Stellungnahme zu den Präsentationen zum X-Gen Stromverteilnetz am 6.6.2018“ Studie im Auftrag von Österreichs Energie. 19.06.2018.

Gugler, K., Liebensteiner, M. (2018d) „Kurzstellungnahme zu ‚Vorläufige Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 – 31. Dezember 2023‘ der E-Control Austria vom 19.07.2018“ Studie im Auftrag von Österreichs Energie. 14.08.2018.

Gugler, K., Liebensteiner, M. (2018e) „Stellungnahme zu ‚Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode VNB Strom‘ (Gutachten im Auftrag der Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ), Swiss Economics)“ Studie im Auftrag von Österreichs Energie. 01.10.2018.

McKinsey Global Institute (2016). “DIMINISHING RETURNS: WHY INVESTORS MAY NEED TO LOWER THEIR EXPECTATIONS”

NERA (2018a) „WACC für Stromverteilnetze (2019-2023)“. Ergebnispräsentation, 6. Juni 2018.

NERA (2018b) „WACC für Stromverteilnetze (2019-2023)“. Gutachten für Oesterreichs Energie vom 15. Juni 2018.

NERA (2018c) „Stellungnahme zur WACC-Empfehlung von Swiss Economics“. Gutachten für Oesterreichs Energie vom 1. Oktober 2018.

Oberlandesgericht Düsseldorf, 3. Kartellsenat (2018), Aktenzeichen VI-3 Kart 466/16 (V).

Oxera (2017) „Bestimmung des Produktivitätsfaktors für österreichische Stromverteilnetze“ Untersuchung für Österreichs Energie. 13.04.2017.

Rodgarkia-Dara, A. (2007), Ratchet Effect: Theorie, Lösungsansätze und international Erfahrungen, E-Control Working Paper, Nr. 18, 1-70.

Swiss Economics (2018a), „Zwischenresultate Xgen“, Studie im Auftrag der WKO, 06.06.2018.

Swiss Economics (2018b), „Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode VNB Strom“, Studie im Auftrag der WKO, 07.2018.

WIK-Consult GmbH (2018), „Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Stromverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der vierten Regulierungsperiode“, Studie im Auftrag der E-Control, 26.06.2018.

17. Anhang 1

Liste der vom Regulierungssystem umfassten Unternehmen

- 001 Netz Burgenland GmbH
- 002 Wiener Netze GmbH
- 004 Netz Oberösterreich GmbH
- 005 LINZ NETZ GmbH
- 006 Wels Strom GmbH
- 007 Energie Ried GmbH
- 008 Energienetze Steiermark GmbH
- 010 Salzburg Netz GmbH
- 011 Stromnetz Graz GmbH & Co KG
- 012 Vorarlberger Energienetze GmbH
- 013 TINETZ-Stromnetz Tirol AG
- 014 Netz Niederösterreich GmbH
- 015 Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
- 016 KNG-Kärnten Netz GmbH
- 017 Energie Klagenfurt GmbH
- 018 Energieversorgung Kleinwalsertal Ges.m.b.H.
- 020 Feistritzwerke-STEWEAG-GmbH
- 021 E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH
- 022 Stadtwerke Judenburg AG
- 023 Stadtwerke Kapfenberg GmbH
- 024 Stadtwerke Bruck a. d. Mur GmbH
- 026 Stadtwerke Mürzzuschlag Ges.m.b.H.
- 027 Elektrizitätswerk der Stadtgemeinde Kindberg
- 028 Stadtwerke Köflach GmbH
- 047 Elektrizitätswerk Perg GmbH
- 049 Elektrizitätswerke Reutte AG
- 053 Elektrizitätswerke Frastanz GmbH
- 101 Kraftwerk Haim KG
- 109 Montafonerbahn AG
- 119 Stadtgemeinde Amstetten, Inhaberin der nicht prot. Fa. "Stadtwerke Amstetten"
- 121 Stadtwerke Feldkirch
- 123 Stadtwerke Hall in Tirol Ges.m.b.H.
- 124 Stadtwerke Hartberg Energieversorgungs-Ges.m.b.H.
- 126 Stadtwerke Kitzbühel
- 127 Stadtwerke Kufstein Gesellschaft m.b.H
- 129 Stadtwerke Schwaz GmbH
- 131 Stadtwerke Voitsberg GmbH
- 132 Stadtwerke Wörgl Ges.m.b.H.

18. Anhang 2

High Level Termine

1ter HL Termin vom 26. Jänner 2018	Präsentation der E-Control zur „4. Anreizregulierungsperiode Strom-VNB“
	Präsentation von Oesterreichs Energie zur „Ausgestaltung der 4. Regulierungsperiode Strom“
2ter HL Termin vom 26. Februar 2018	Präsentation der E-Control zu „2. HL Gespräch zur 4. Regulierungsperiode STROM“
3ter HL Termin vom 16. April 2018	Präsentation der E-Control zum „3. HL Gespräch zur 4. Regulierungsperiode STROM“
	Haslinger/Nagele (2018), „Kurzstellungnahme zu Fragen der Verfahrensrechte der WKÖ gemäß § 48 Abs 2 EIWOG 2010 in Verfahren zur Feststellung der Kostenbasis nach §§ 48 ff EIWOG 2010“
4ter HL Termin vom 11. Juni 2018	Präsentation von Oesterreichs Energie zu „Regulierungsmodell für zukunftsfähigen Netzbetrieb 4. Periode (RP) VNB Strom“

Expertentermine

1ter Expertentermin vom 9. Februar 2018	Präsentation von Oesterreichs Energie zu „Branchenpositionierung zu Benchmarking 4. RP“
	Präsentation der E-Control zu „Expertentermin Benchmarking 4. Regulierungsperiode STROM“
2ter Expertentermin vom 21. März 2018	Präsentation der E-Control zu „Expertentermin Benchmarking 4. Regulierungsperiode STROM“
	Präsentation von Oesterreichs Energie zu „Adaptionen Benchmarking“
	Gugler, K., Liebensteiner, M. (2018a), „Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums und Berechnung des generellen X-Faktors im österreichischen Stromverteilnetz – Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie (OE)“

3ter Expertentermin vom 27. April 2018	Präsentation der E-Control zu „3. Expertentermin Benchmarking 4. Regulierungsperiode STROM“
	RSA (2018), „Flächenanalyse für Benchmarking“. Präsentation für E-Control
	Consentec (2018), „Weiterentwicklung und Aktualisierung der trfNAD“ Präsentation im Auftrag von Oesterreichs Energie
	Präsentation von Oesterreichs Energie zu „Smart Metering - Betriebskostenfaktor“
4ter Expertentermin vom 8. Mai 2018	Präsentation der E-Control zu „4. Expertentermin Benchmarking 4. Regulierungsperiode STROM“
	Präsentation von Oesterreichs Energie zu „5. Expertentermin Benchmarking“
	bpv HÜGEL (2018), „Memorandum – Sozialpartner und neue Regulierungsperiode“ Im Auftrag von Oesterreichs Energie
5ter Expertentermin vom 6. Juni 2018	Präsentation der E-Control zu „5. Expertentermin Benchmarking 4. Regulierungsperiode STROM“
	Swiss Economics (2018a), „Zwischenresultate Xgen“ Im Auftrag von WKO, 06.06.2018
	Frontier Economics (2018a), „Generelle Produktivitätsvorgabe“ Gutachten für die Bundesarbeitskammer, 06.06.2018
	Gugler, K., Liebensteiner, M. (2018b), „Empirische Schätzung des Produktivitätswachstums im österreichischen Stromverteilnetz – Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie (OE)“. 06.06.2018
	WIK-Consult (2018), „Ermittlung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts für Stromverteilernetzbetreiber in Österreich im Zuge der vierten Regulierungsperiode“. Studie im Auftrag der ECA, 06.06.2018
	Frontier Economics (2018), „Effizienzabhängige Kapitalvergütung“, Gutachten im Auftrag der Bundesarbeitskammer, 06.06.2018

Beilage 2

	Präsentation von Oesterreichs Energie zu „Regulierungsmodell für zukunftsfähigen Netzbetrieb 4. Periode (RP) VNB Strom“
	NERA (2018) „WACC für Stromverteilnetze (2019-2023)“. Ergebnispräsentation, 6. Juni 2018.
	BBH (2018) „Zinsgutachten Strom für 4. Regulierungsperiode“. Zusammenfassung Ergebnisse BBH, 6. Juni 2018.
	Consentec und Oesterreichs Energie (2018), „Branchenposition Benchmarking“
	Gugler, K., Liebensteiner, M. (2018c), „Stellungnahme zu den Präsentationen zum, X-Gen Stromverteilnetz am 6.6.2018“ Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie, 19.06.2018
6ter Expertentermin vom 25. Juni 2018	Präsentation der E-Control zu „6. Expertentermin Benchmarking 4. Regulierungsperiode STROM“
7ter Expertentermin vom 6. Juli 2018	Consentec (2018), „Benchmarkinganalysen mit Datenstand 2.7.2018 im Auftrag von Oesterreichs Energie“ 6. Juli 2018
	Präsentation der E-Control zum „7. Expertentermin Benchmarking 4. Regulierungsperiode STROM“
	Oesterreichs Energie (2018), „Wesentliche Kritikpunkte – aktualisierte TFP Berechnung ECA-WIK (25.6.18)“
8ter Expertentermin vom 13. Juli 2018	Präsentation der E-Control zum „8. Expertengespräch zur 4. Regulierungsperiode STROM – Information zum Beschluss für das vorläufige Ermittlungsergebnis“